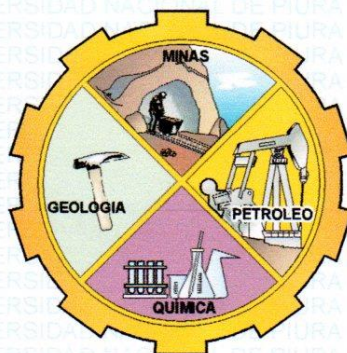


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETROLEO**



**“EVALUACIÓN DE RIESGOS EN LA OPERACIÓN DE UNA  
PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN  
PARA POZOS INYECTORES”**

**TESIS**

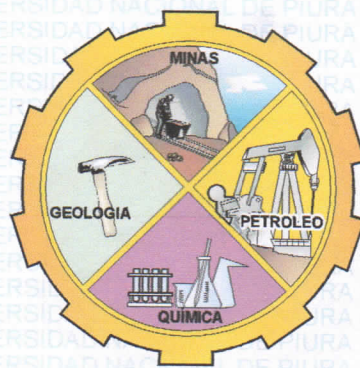
**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**BR. LUIS ANTONIO VILLEGAS ABAD**

**PIURA - PERU  
AGOSTO 2017**




**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETROLEO**



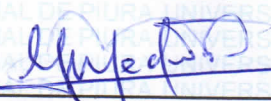
**"EVALUACIÓN DE RIESGOS EN LA OPERACIÓN DE UNA  
PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN  
PARA POZOS INYECTORES"**

**TESIS**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR  
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

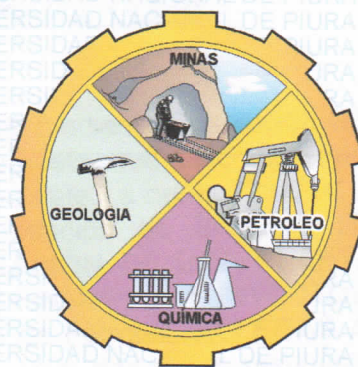
  
Dr. Ing. JUAN FRANCISCO MOREANO SEGOVIA  
PRESIDENTE

  
Ing. JUAN C. ALIAGA RODRIGUEZ M.Sc.  
SECRETARIO

  
Ing. GREGORIO MECHATO QUINTANA M.Sc.  
VOCAL



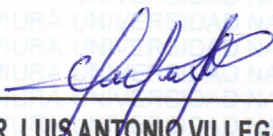
**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETROLEO**




**“EVALUACIÓN DE RIESGOS EN LA OPERACIÓN DE UNA  
PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN  
PARA POZOS INYECTORES”**

**TESIS**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR  
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

  
**BR. LUIS ANTONIO VILLEGAS ABAD**  
**EJECUTOR**

  
**Dr. WILMER AREVALO NIMA**  
**ASESOR**





**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**DECANATO**

“AÑO DEL BUEN SERVICIO AL CIUDADANO”

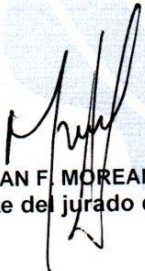
**ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS**

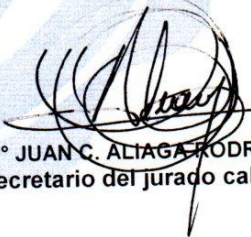
Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 365-CF-2017, de fecha once de julio de dos mil diecisiete, que suscriben, reunidos el día viernes cuatro de agosto del dos mil diecisiete, a horas 12:00 m., en el aula del PROMAINA - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada **“EVALUACIÓN DE RIESGOS EN LA OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA POZOS INYECTORES”**, conducida por el señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo **VILLEGAS ABAD LUIS ANTONIO**. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, lo declaran:

APROBADO

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 04 de agosto de 2017.

  
DR. ING° JUAN F. MOREANO SEGOVIA  
Presidente del jurado calificador

  
ING° JUAN C. ALIAGA RODRÍGUEZ M.Sc.  
Secretario del jurado calificador

  
ING° GREGORIO MECHATTO QUINTANA M.Sc.  
Vocal del Jurado Calificador.

YMN.

## **DEDICATORIA**

A Dios nuestro Señor, por encaminarme y guiarme siempre con su hermosa doctrina por el sendero del bien.

A mis queridos padres quienes me brindaron su confianza permanente, en especial su apoyo moral y espiritual para realizarme como profesional; además de su ejemplo y amor invalorable, a ellos todo mi amor, respeto y gratitud.

A mis hermanos por su apoyo moral y espiritual, incentivándome a seguir siempre adelante y superándome constantemente como profesional.

**LUIS ANTONIO**

## **AGRADECIMIENTO**

A mi profesor Asesor Dr. Ing. Wilmer Arévalo Nima, por su apoyo constante y permanente, quien con su valiosa orientación académica y profesional, me incentivó para la culminación del presente trabajo de Tesis.

A toda la Plana Docente de la Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de Minas por sus valiosos conocimientos impartidos durante mi formación profesional.

A mis compañeros de aula, porque me incentivaron a seguir adelante con mis anhelos y aspiraciones, contribuyendo con sus conocimientos para que el presente concluya satisfactoriamente

**LUIS ANTONIO**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**BACH. LUIS ANTONIO VILLEGAS ABAD**

**“EVALUACIÓN DE RIESGOS EN LA OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE  
TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA POZOS INYECTORES”**

**RESUMEN**

Este trabajo de investigación, ha sido elaborado teniendo en cuenta que el mayor producto contaminante en la producción de petróleo y gas durante la existencia de todos los yacimientos petrolíferos en el agua. Se le conoce como salmuera de los yacimientos de petróleo, agua salada, agua producida, etc. A diario se manejan millones de barriles de agua, conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos. La operatividad de una planta de tratamiento de producción de aguas implica peligros potenciales a las personas ya sea de origen mecánico debido a fallas en el funcionamiento y también peligros por el mal manejo de sustancias químicas que se usan en el tratamiento poniendo en riesgo a las personas y el ambiente. Actualmente se está prestando mayor atención en todo el mundo a las cuestiones ambientales y se les está pidiendo a las Empresas Petroleras que demuestren su compromiso con la protección del medio ambiente, la adopción de políticas ambientales corporativas y la actuación concreta en el campo. Con este proyecto se busca presentar las alternativas que se han desarrollado en torno a la seguridad en el manejo del agua de producción de un campo petrolero y plantear una metodología básica que permitan identificar que estrategias se consideran como alternativa técnica para tratar el riesgo operacional.

**PALABRAS CLAVE:** Evaluación de Riesgos, Agua de Producción, Yacimientos, Metales Pesados, Ambiente, Campo Petrolero.

**NATIONAL UNIVERSITY OF PIURA**  
**FACULTY OF MINING ENGINEERING**  
**PROFESSIONAL SCHOOL OF PETROLEUM ENGINEERING**

**BACH. LUIS ANTONIO VILLEGAS ABAD**

**"RISK ASSESSMENT IN THE OPERATION OF A PRODUCTION WATER  
TREATMENT PLANT FOR INJECTION WELLS"**

**SUMMARY**

This research work has been developed taking into account that the largest pollutant product in the production of oil and gas during the existence of all oilfields in the water. It is known as brine from oil fields, salt water, produced water, etc. Millions of barrels of water are handled daily, containing large amounts of dissolved salts, suspended solids, heavy metals and dispersed and dissolved hydrocarbons. The operation of a water treatment plant involves potential hazards to people either of mechanical origin due to failures in operation and also dangers from the mismanagement of chemicals used in the treatment putting people at risk And the atmosphere. More attention is now being paid around the world to environmental issues and Oil Companies are being asked to demonstrate their commitment to environmental protection, the adoption of corporate environmental policies and concrete action in the field. This project seeks to present the alternatives that have been developed around safety in the management of the water produced in an oil field and to propose a basic methodology to identify which strategies are considered as a technical alternative to deal with operational risk.

**KEY WORDS:** Risk Assessment, Production Water, Reservoirs, Heavy Metals, Environment, Oil Field.



## ÍNDICE

<b>CAPITULO I .....</b>	<b>1</b>
1. MARCO CONTEXTUAL .....	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	2
1.2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.3. JUSTIFICACIÓN .....	3
1.4. OBJETIVOS .....	3
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	3
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	4
1.5. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN .....	4
1.6. VARIABLES DE LA HIPÓTESIS .....	4
 <b>CAPITULO II.....</b>	 <b>5</b>
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. ANTECEDENTES .....	5
2.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL AREA EN ESTUDIO .....	5
2.3. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS QUE SALEN DE LOS POZOS .....	6
2.3.1. PETROLEO ASOCIADO CON GAS .....	6
2.3.2. AGUA EN EL PETRÓLEO CRUDO .....	6
2.3.2.1. AGUA LIBRE .....	6
2.3.2.2. AGUA EMULSIONADA .....	6
2.3.3. SALES E IMPUREZAS SOLIDAS .....	7
2.4. CARACTERIZACION DE LAS EMULSIONES .....	8
2.4.1. FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES .....	11
2.4.2. FUNDAMENTOS DE LA RUPTURA DE UNA EMULSIÓN .....	13
2.5. METODOS DE TRATAMIENTO DE CRUDO USADOS EN EL NOR OESTE 15	
2.5.1. METODO MECANICO .....	15
2.5.2. METODO QUIMICO .....	17
2.5.3. METODO ELECTRICO .....	18
2.5.4. DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DEL CRUDO .....	19

2.5.4.1.	DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO PROCESO DE DESALADO DEL CRUDO.....	19
2.5.4.2.	PROCESO DE DESALADO DE CRUDO .....	19
2.6.	AGUA DE PRODUCCIÓN .....	21
2.6.1.	CARACTERISTICAS FISICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	21
2.6.1.1.	CONTENIDOS DE SOLIDOS.....	21
2.6.1.2.	TEMPERATURA.....	22
2.6.1.3.	MATERIAL FLOTANTE .....	23
2.6.1.4.	GRASAS Y ACEITE LIBRE, EMULSIONADO Y DISUELTO	23
2.6.1.5.	METALES .....	24
2.6.2	CARACTERISTICAS QUIMICAS .....	26
2.6.2.1	PH.....	26
2.6.2.2	ANIONES .....	27
2.6.2.3	CATIONES .....	28
2.6.3	OTRAS PROPIEDADES DE CONTROL .....	30
2.6.3.1	OXIGENO DISUELTO.....	30
2.6.3.2	DEMANDA BIOQUIMICA DE OXIGENO (DBO).....	30
2.6.3.3	DEMANDA QUIMICA DE OXIGENO (DQO) .....	30
2.6.3.4	CONDUCTIVIDAD .....	31
2.7	SISTEMAS PARA SEPARACIÓN, TRATAMIENTO Y ACONDICIONAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN.....	31
2.7.1	MANEJO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DE UN CAMPO PETROLERO .....	31
2.8	MARCO NORMATIVO .....	34
2.8.1	DEFINICIONES .....	34
2.8.2	LEY GENERAL DE HIDROCARBUROS .....	34
2.8.3	REGLAMENTO GENERAL DE HIDROCARBUROS .....	34
2.8.4	MARCO LEGAL .....	34
2.8.4.1	LEYES Y REGLAMENTOS SOBRE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO .....	35
2.8.4.2	LEYES Y REGLAMENTOS DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	35
2.8.4.3	LEYES Y REGLAMENTOS PARA LA PROTECCIÓN AMBIENTAL EN LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS	35

2.9	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	35
2.9.1	IDENTIFICACIÓN DE LAS ACTIVIDADES.....	35
2.9.2	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS .....	36
2.9.3	POSTULAR ESCENARIOS.....	36
2.9.4	ESTIMACIÓN DE LA FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE LOS ESCENARIOS .....	36
2.9.5	ESTIMACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS .....	37
2.9.6	ESTIMACIÓN DEL RIESGO .....	38
2.9.7	MEDIDAS DE REDUCCIÓN DEL RIESGO.....	39
<b>CAPITULO III</b>	<b>.....</b>	<b>40</b>
3	ESTUDIO DE RIESGOS PARA LA ETAPA DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE REINYECCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN .....	40
3.1	UBICACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA .....	40
3.2	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO .....	41
3.2.1	INGRESO DE LA PRODUCCIÓN .....	42
3.2.2	DESGASIFICACIÓN DEL CRUDO.....	43
3.2.3	DESHIDRATACIÓN DE PETRÓLEO .....	43
3.2.4	ALMACENAMIENTO Y DESPACHO DE PETROLEO .....	44
3.2.5	ACONDICIONAMIENTO DE AGUA.....	44
3.2.6	FILTRACIÓN DE AGUA.....	45
3.2.7	ALMACENAMIENTO DE AGUA .....	46
3.2.8	REINYECCIÓN DE AGUA .....	46
3.2.9	ALIVIOS Y VENTEOS .....	47
3.3	DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN .....	47
3.3.1	MANIFOLD DE PRODUCCIÓN .....	48
3.3.2	DESHIDRATACIÓN DE PETRÓLEO .....	48
3.3.3	DISPOSICIÓN DE GAS .....	50
3.3.4	ACONDICIONAMIENTO DE AGUA.....	50
3.3.5	INYECCIÓN DE AGUA .....	52
3.4	ESTUDIO DE ANALISIS DE RIESGO PARA CADA PARTE DEL PROCESO .....	53
3.4.1	TABLAS DE ANALISIS DE RIEGOS EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN .....	54



<b>CAPITULO IV.....</b>	<b>55</b>
4 METODOLOGIA DEL HAZOP APLICADA A LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN .....	55
4.1 CONSIDERACIONES DEL ESTUDIO .....	55
4.2 METODOLOGIA DE LA EVALUACIÓN DE RIESGOS .....	56
4.3 TERMINOLOGÍA EMPLEADA EN EL ESTUDIO .....	57
4.4 EVALUACIÓN DE RIESGOS .....	60
 <b>CAPITULO V .....</b>	 <b>62</b>
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	62
5.1 CONCLUSIONES.....	62
5.2 RECOMENDACIONES .....	63
 <b>CAPITULO VI.....</b>	 <b>64</b>
6. BIBLIOGRAFÍA Y ANEXOS .....	64
6.1 BIBLIOGRAFIA .....	64
6.2 ANEXOS .....	65

## **CAPITULO I**

### **1. MARCO CONTEXTUAL**

#### **1.1 INTRODUCCIÓN**

El mayor producto contaminante en la producción de petróleo y gas, durante la vida de casi todos los yacimientos es el agua. Este subproducto es conocido como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada, agua producida, etc. La producción de agua, históricamente, ha promediado seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros. Todos los días deben manejarse millones de barriles de agua, conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos.

El agua producida puede ser tratada y eliminada por varios métodos, la mayoría de los cuales ya han sido probados y muchos de ellos aún se usan en varias partes del mundo. Durante la última década, el mejoramiento de las técnicas de manejo de la producción de agua permite desde minimizar el volumen llevado a la superficie, hasta transformar grandes volúmenes considerados como un residuo en un recurso que puede favorecer y soportar parte del proceso de explotación.

El presente proyecto busca presentar las alternativas que se han desarrollado en torno a la seguridad en el manejo del agua de producción de un campo petrolero, describir la estrategia y las variables más influyentes a considerar, relacionar casos donde se han aplicado y finalmente, plantear una metodología básica que permita identificar qué estrategia (s) se considera como alternativa técnica para tratar el Riesgo operacional

Se analizarán los diferentes riesgos involucrados en las operaciones asociadas al desarrollo de actividades laborales en instalaciones destinadas a tratamiento de aguas de producción; asociando la identificación y caracterización de los mismos con la presencia de agentes químicos y biológicos, vertidos de manera directa o generados in situ, producto de los procesos de deshidratación y desalado del crudo y/o tratamiento. Bajo este contexto, se analizarán las diferentes condiciones de exposición, incluyendo las posibles fuentes de peligros a nivel de recolección, conducción y aquellas asociadas a los procesos de tratamiento. Al final producto del

presente estudio se entregarán un conjunto de recomendaciones destinadas a controlar el riesgo de exposición, en base a la identificación de agentes, operaciones y medidas de control necesarias de considerar al momento de la realización de las diversas actividades involucradas en cada uno de los procesos, incluyendo mantenimiento, operación y fiscalización. Esto permitirá estructurar procedimientos de trabajo seguro para las diferentes tareas realizadas

## **1.2 REALIDAD PROBLEMÁTICA**

Durante la explotación de hidrocarburos, la presencia de agua durante el proceso de producción ha sido percibida como un mal necesario. Aunque se emplean las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua aumenta hasta alcanzar límites que dificultan su disposición, representando en campos como la Selva del Perú, más del 80% o 90% del volumen de líquidos que se produce. El costo adicional que se genera al tratar el agua producida reduce y hasta puede anular la rentabilidad del campo, en la medida en que sus excedentes no pueden ser vertidos en ningún afluente superficial o estructura subterránea sin cumplir con toda una serie de especificaciones técnicas.

Actualmente se está prestando cada vez mayor atención en todo el mundo a las cuestiones ambientales. Se les está pidiendo a las Empresas petroleras que demuestren su compromiso con la protección ambiental mediante la adopción de políticas ambientales corporativas y la actuación concreta en el campo.

La problemática generada por el agua aún con un pequeño porcentaje de petróleo y concentraciones significativas de sales minerales y otros elementos perjudiciales al medio ambiente, es que no pueden ser vertidas sin cumplir con los estándares exigidos por el Ministerio de Ambiente, al igual que resulta perjudicial su empleo en equipos y plantas no diseñados para el manejo de un fluido con las características mencionadas, pudiendo originar corrosión, depositación de sólidos entre otros problemas.

La operatividad de una planta de tratamiento de aguas de producción implica peligros potenciales a las personas ya sea de origen mecánico debido a fallas en el



funcionamiento y también peligros por el mal manejo de las sustancias químicas que se utilizan en el tratamiento poniendo en Riesgo a las personas y el ambiente

### **1.2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Cuál es la probabilidad de que haciendo una evaluación de Riesgos en la Planta de tratamiento de aguas residuales, se podrá tener un manejo adecuado de la operatividad de la planta y se cumplirá con los estándares exigidos por el Ministerio de Ambiente.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN**

Cuidar la integridad física y la salud del personal, así como prevenir y minimizar daños ambientales derivados de las actividades del funcionamiento de la Planta de Tratamiento de aguas de producción de petróleo es responsabilidad de todos los niveles de una Organización, como lo establece la Legislación vigente en materia de Seguridad y salud del trabajador, así como la protección del ambiente.

Por lo tanto, toda Empresa dentro su política laboral debe tener en cuenta el respeto a las personas y al ambiente, de acuerdo a la normatividad vigente. Por lo tanto se hace imprescindible que la seguridad, salud ocupacional y el cuidado del medio ambiente debe ser un compromiso que deben asumir tanto la Administración como el personal operativo. Para reducir el número de incidentes laborales leves que anteriormente se estaban presentando dentro de las instalaciones de la planta de tratamiento de agua. Por eso justifica hacer un estudio de riesgos para detectar los peligros potenciales y evitar que estos ocasionen accidentes o minimizar los daños que pueden ocurrir.

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar los Riesgos asociados durante las actividades de operación de una Planta de tratamiento de Agua que sale de los pozos para ser inyectada a pozos como una forma de disponer el agua producida o para desplazar petróleo en los pozos dentro de un proyecto de recuperación secundaria

#### **1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Describir las actividades desarrolladas durante la operatividad de una Planta de Tratamiento de Agua de Producción.
- Identificar los peligros potenciales en las actividades descritas anteriormente.
- Elaborar una matriz de análisis de Riesgos para los peligros Identificados
- Hacer una evaluación de los riesgos y recomendar medidas de prevención y Planes de contingencia para el manejo adecuado de los accidentes en caso que sucedieran.

#### **1.5 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN**

Si se identifican los posibles peligros y riesgos para la operatividad de una Planta de tratamiento de Aguas de producción para Reinyección, mediante unos estudios de Riesgos aplicando la técnica del HAZOP, se podrá detectar posibles fallas en la Planta, error humano, errores en la ingeniería, errores administrativo y otros factores externos, entonces se podrá mejorar la seguridad y se evitara que estos peligros ocasionen accidentes o en caso que ocurran preparar Planes de contingencia para minimizar los daños que pueden ocurrir a las personas, al ambiente o a la empresa.

#### **1.6 VARIABLES DE LA HIPÓTESIS**

##### **1.6.1 VARIABLES DEPENDIENTES**

- Nivel de Riesgos en una Planta de tratamiento de agua de producción
- Protección de la vida
- Protección del ambiente
- Protección de los activos

##### **1.6.2 VARIABLES INDEPENDIENTES**

- Peligros asociados a la operatividad de la planta
- Normatividad vigente
- Malas prácticas en la operatividad de la planta.
- Fallas en el proceso

## **CAPITULO II**

### **2 MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES**

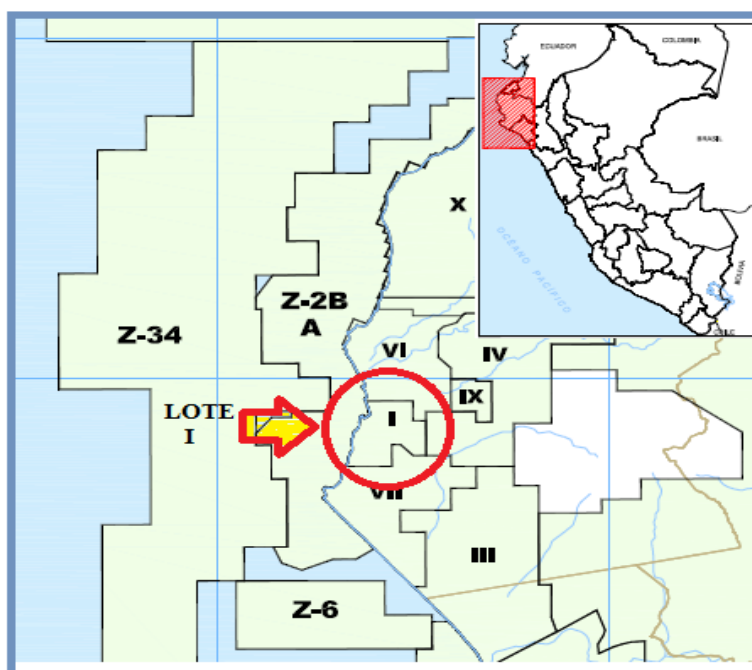
Villarroel Castellana, En el año 2010, Santiago de Chile, presento su trabajo de investigación titulado "Riesgo ocupacional en plantas de tratamiento de efluentes líquidos". Donde se analizan los diferentes riesgos involucrados en las tareas y operaciones asociadas al desarrollo de actividades laborales en instalaciones destinadas a tratamiento de efluentes industriales y sanitarios; asociando la identificación y caracterización de los mismos con la presencia de agentes químicos y biológicos, vertidos de manera directa o generados in situ, producto de procesos de descomposición y/o tratamiento.

Mancilla Estupiñan R.A y Mesa Nausa H.O, año 2012, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, presentaron su trabajo de investigación titulado "Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero", donde se planteó buscar las diversas alternativas que se han desarrollado en torno al manejo del agua de producción de un campo petrolero, describir la estrategia y las variables más influyentes a considerar, relacionar casos donde se han aplicado y finalmente, plantear una metodología básica que permita identificar qué estrategia (s) considerar como alternativa técnica para tratar este problema operacional.

Se identificaron diversos procedimientos estandarizados para cuantificar y valorar las características fisicoquímicas que debe cumplir el agua para su disposición en diferentes medios, con fines agropecuarios, industriales o para implementarse en el mismo campo donde se extrae.



## 2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL AREA EN ESTUDIO



## 2.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS QUE SALEN DE LOS POZOS

### 2.3.1 PETROLEO ASOCIADO CON GAS

### 2.3.2 AGUA EN EL PETRÓLEO CRUDO

Por lo general, la mayor parte de las sales en el petróleo vienen disueltas en el agua que lleva consigo. En consecuencia, para eliminarlas, es necesario remover el agua, es decir la salmuera presente. Como se sabe agua y aceite (petróleo) es inmiscible, no obstante, el agua (la salmuera) puede adherirse al crudo y al hacerlo sigue uno o ambos de los caminos siguientes:

**2.3.2.1 AGUA LIBRE:** esta agua se incorpora al crudo a causa de la agitación a la que está sometido durante el proceso para extraerlo del subsuelo. La mezcla es muy inestable y se mantendrá mientras exista turbulencia; las gotas de agua dispersas se agrupan (coalescen) con facilidad y al aumentar su tamaño caen rápidamente por simple decantación natural. Su separación requiere solamente un tiempo de reposo, relativamente corto.

**2.3.2.2 AGUA EMULSIONADA:** se denomina emulsión a la unión prácticamente permanente y aparentemente homogénea de un par de líquidos normalmente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en el

seno del otro, en forma de pequeñas gotas. El agua emulsionada presente en el petróleo es también resultado de una fuerte agitación ocurrida dentro del pozo petrolero, pero en este caso las pequeñas gotas de agua dispersas están íntimamente ligadas al crudo debido a la presencia de una tercera sustancia llamada emulsionante que facilita la mezcla y la estabiliza. Esas sustancias están presentes en el crudo. En estas circunstancias, el contacto agua-aceite es sumamente fuerte, por lo que se necesita métodos especiales para romper (desestabilizar) la emulsión y separa el agua, ya que la decantación natural no es posible o tarda mucho tiempo. La eliminación del agua emulsionada es mucho más difícil y es aquí donde aparecen los mayores inconvenientes en todo el proceso de desalados de crudos.

### **2.3.3 SALES E IMPUREZAS SOLIDAS**

La importancia de eliminar del petróleo, el “agua innata” que le acompaña desde el yacimiento productivo, obedece a los efectos nocivos que ocasiona su presencia. Podemos citar los siguientes efectos:

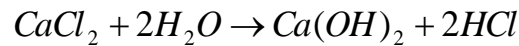
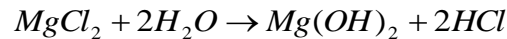
- Es portadora de sales inorgánicas promotoras de incrustaciones y corrosiones en los equipos de las refinerías.
- Disminuye el API del crudo y por lo tanto su valor comercial.
- Incrementa los costos de transporte y procesamiento del petróleo crudo.

Las sales y demás impurezas sólidas (arena, barro de perforación, compuestos organometálicos, arcilla, etc.) son indeseables porque tienden a formar depósitos, incrustaciones y residuos de carbón en los equipos de proceso, tuberías de conducción y tanques de almacenamiento.

Las sales que se encuentran con mayor frecuencia en el petróleo crudo son: los cloruros, sulfatos y carbonatos de los metales alcalinos y alcalinoterreos. Usualmente se encuentran disueltas en el agua y es posible que se presenten también en forma de cristales no disueltos, dispersos en el crudo.

Entre las sales, las más perjudiciales son los cloruros de calcio y magnesio que por

hidrolizarse fácilmente a las temperaturas de los procesos de destilación, a ácido clorhídrico, constituyen medios potenciales de corrosión muy peligrosos.



- HCl : Ácido Clorhídrico Corrosivo

## 2.4 CARACTERIZACION DE LAS EMULSIONES

Existen tres componentes en una emulsión agua-petróleo: el agua presente en gotas dispersas (fase interna); el petróleo presente como fase continua (fase externa) y el agente emulsificante que estabiliza la dispersión.

Con la sola presencia de ellos no se forma la emulsión, existen entonces tres condiciones que son necesarias para la formación de una emulsión estable, es decir, una emulsión que no se romperá sin alguna forma de tratamiento:

1. Los líquidos (agua y petróleo) deben ser inmiscibles entre sí.
2. Debe haber suficiente agitación para dispersar un líquido en forma de gotas en el otro líquido.

Las emulsiones no se forman espontáneamente, por lo tanto, hay que generar cierto trabajo en el sistema, este trabajo es producido por la turbulencia o agitación que ocurre en el movimiento de los fluidos por el paso a través de bombas, cambios de diámetro (chokes) o cualquier vía sujeta a severa agitación o presión. Por ejemplo, en un pozo que produce por flujo natural, esta turbulencia o agitación puede ser dada por el paso del flujo a través de la línea de transporte, conexiones del cabezal, estranguladores. En pozos de bombeo mecánico, lo ya antes expuesto más la agitación producida por la bomba es más que suficiente para la formación de la emulsión.

3. La presencia de un agente emulsificante.

Que puede ser uno o combinación de materiales surfactantes como los asfaltenos (un término general aplicado a la amplia variedad de compuestos de alto peso molecular que contienen sulfuro, nitrógeno, oxígeno, metales) resinas, ácidos

orgánicos, arcillas, parafinas y muchas otras. Como las moléculas de petróleo son las que prevalecen, estos materiales serán poco atraídos por el cuerpo interno del petróleo y migrarán a la interfase agua-petróleo. Similarmente las impurezas del agua también migrarán.

El agente emulsificante es algún compuesto orgánico ó inorgánico que se encuentra presente en el petróleo crudo y que estabiliza la fase dispersa al formar una membrana o película elástica y fuerte que envuelve la superficie de las gotas evitando su decantación por gravedad. Esta membrana es gruesa y puede ser fácilmente visible en un microscopio. Su presencia hace difícil la coagulación de las gotas. Cuando estas gotas chocan entre sí, la elasticidad de la membrana actúa como pelota elástica o algunas veces se rompe formando partículas más pequeñas. Aunque esta acción repelente puede ser causada por otra razón, se ha comprobado que es debido más que todo a las propiedades elásticas de la membrana protectora que se forma por la acción del agente emulsificante. Es por esta razón que en cualquier sistema del tratamiento el objetivo principal es el de destruir esta membrana protectora, lo cual puede conseguirse si se neutraliza la acción del agente emulsificante. Si esto se consigue, las gotas serán capaces de coagular en partículas lo suficientemente grandes de manera que puedan separarse del petróleo por la acción de la gravedad.

Los tipos de agentes emulsificantes pueden ser subdivididos de acuerdo a su solubilidad en la fase continua.

Entre los agentes emulsificantes sólidos (no solubles) se tienen:

- Sílice
- Negro de Humo
- Arcilla

Entre los solubles se puede contar con:

- Surfactantes de Sodio
- Surfactantes de Calcio
- Surfactantes de Magnesio
- Asfaltos
- Bitúmenes

Adicionalmente, ciertas sustancias hidrofílicas como la goma (sustancia viscosa soluble en agua), que no se encuentran con el crudo pero que pueden ser tomados

en el equipo de superficie, pueden actuar como agentes emulsificantes. El agente emulsificante se adhiere a los glóbulos por absorción y por atracción iónica.

Además se puede decir que, el tipo de agente emulsificante que es absorbido en la interfase petróleo-agua determinará el tipo de emulsión que se formará. Para agentes emulsificantes sólidos, el líquido que moja al agente será el líquido que formará la fase continua de la emulsión. Para los agentes solubles, la fase líquida de mayor solubilidad para el agente emulsificante será la fase continua de la emulsión.

Estos fenómenos son un efecto de la tensión superficial que existe entre el agente y el petróleo y, el agente y el agua. Por ejemplo, si el agente es mojado o absorbido por el petróleo, la tensión superficial entre el petróleo y el agente en la interfase será más baja y el petróleo se convertirá en la fase continua. Como la tensión interfacial entre el agua y el agente emulsificante será más alta que la anterior descrita, el agua se agrupará en gotas.

Los emulsificantes de surfactantes están formados por una cadena muy larga de hidrocarburos y un grupo polar. El grupo polar es atraído por el agua, mientras que, la cadena de hidrocarburos se incorpora por sí misma al petróleo. Aunque solamente surfactantes de sodio y calcio han sido nombrados, surfactantes de cualquier metal alcalino, los surfactantes de metales de alta valencia, como zinc, hierro, aluminio, etc., actúan de manera similar a los surfactantes de calcio en su función emulsificadora.

En las emulsiones normales o regulares, la fase acuosa dispersa es usualmente llamada agua y sedimento (BSW) y la fase continua es aceite crudo. El BSW es principalmente agua salina, sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que BSW es llamado también agua y sedimento básico.

La cantidad de agua remanente emulsificada varía de 1 a 60% en Volumen. En los crudos ligeros ( $> 20^\circ \text{API}$ ) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20%



en volumen de agua, mientras que en los crudos pesados ( $< 20^{\circ}\text{API}$ ) tienen a menudo de 10 a 35% de agua, tal como puede observarse en la figura (2). La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro

#### **2.4.1 FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE LAS EMULSIONES**

Una característica de las emulsiones w/o es, además de su fácil formación, su persistencia conocida como estabilidad. Ello se debe a la existencia de agentes naturales (arcillas, asfaltenos, parafinas) que estabilizan la emulsión (migran a la interfase de la gota dispersa). Además, la formación de la emulsión, requiere de energía, que los fluidos coproducidos (agua y petróleo) capturan "aguas abajo" del reservorio en el "wellbore", punzados, bombas de profundidad y válvulas o chokes en fondo y superficie.

Además de las condiciones nombradas anteriormente para formar la emulsión, necesitamos la presencia de varios factores para poder mantener la estabilidad de la emulsión formada, entre las cuales tenemos:

##### **1. Tamaño de las gotas.**

El tamaño de las gotas dispersas es determinado por el tipo y severidad de agitación. Mientras más severa sea la agitación en un sistema de producción de petróleo crudo, mayor será la acción cortante que puede ser impartida a la mezcla agua-petróleo, dando como resultado un tamaño de gotas más pequeñas y con ello una emulsión más estable. En una emulsión estable se pueden encontrar diferentes tamaños de gotas, pero el porcentaje de gotas pequeñas es alto.

##### **2. Tipo de agente emulsificante**

Afecta drásticamente a la estabilidad de la emulsión. Se puede contar con varios agentes para actuar bajo condiciones diferentes. Esto es generalmente relacionado a dos funciones: rapidez de migración a la interfase y cómo actúa en el lugar. Cuando el agua y el petróleo se mezclan, el agente emulsificante puede ser distribuido uniformemente en el petróleo, entonces la emulsión es relativamente inestable. Con el tiempo, el agente en el petróleo migra a la interfase debido a las características

tenso-activas. Esta migración, con el tiempo, produce una gruesa y dura película alrededor de las gotas, resultando en una emulsión que es más difícil de romper.

### **3. Tipo de petróleo**

Los petróleos de base nafténica o asfáltica se emulsificarán con mayor rapidez y permanencia que los de base parafínica, esto se debe a que el asfalto y el bitumen que se encuentran en el petróleo de base nafténica actúan como excelentes agentes emulsificantes. La validez de lo antes dicho puede verse claramente si se compara lo extenso que es este problema en los campos que producen este tipo de petróleo.

### **4. Porcentaje de agua**

La cantidad de agua presente en una emulsión y el lugar que toma el tiempo de agitaciones directamente relacionado con la estabilidad de la emulsión. Generalmente, mientras el contenido de agua aumenta, la estabilidad de la emulsión decrece. Esto es referido a la baja concentración de los agentes emulsificantes en la interfase agua-petróleo y el promedio extenso de gotas de agua en el petróleo.

### **5. Viscosidad del petróleo crudo**

La viscosidad de un líquido es la resistencia que éste presenta a fluir, es decir, a mayor viscosidad mayor resistencia a fluir y viceversa. Un petróleo con alta viscosidad mantendrá en suspensión gotas mucho más grandes que otro de viscosidad baja. En los crudos pesados la migración de los agentes emulsificantes a la interfase se retarda, es decir, en crudos de alta viscosidad se forman emulsiones estables. Por eso los crudos de alta viscosidad son más difíciles, generalmente, de deshidratar que los de baja viscosidad.

### **6. Densidad**

Otro factor que afecta la estabilidad de la emulsión y el tiempo de asentamiento es la densidad relativa del petróleo y el agua. A medida que la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo es mayor, la acción de la gravedad en fase interna se incrementa y es más rápido el tiempo de asentamiento.

### **7. Edad de la emulsión**

Las emulsiones se vuelven más estables con el tiempo. Esto se explica porque la

adsorción de los agentes emulsionantes a la superficie de las gotas de agua es, con el correr del tiempo, más completa.

## **8. Temperatura**

La estabilidad de una emulsión depende de la temperatura, que controla varios efectos. Un incremento en la temperatura tiene tres efectos: primero, la viscosidad del petróleo decrece ayudando así a la fácil coalescencia de las gotas de agua. Segundo, la membrana que rodea a la gota con el agente emulsificante es debilitada o rota debido a la expansión del agua y consigo el decrecimiento de la eficiencia del agente emulsificante, y tercero, la diferencia de densidad de los fluidos agiliza el incremento de tamaño de las gotas de agua.

## **9. Residuos de carbón**

El efecto de los residuos de carbón en la estabilidad de las emulsiones es comparable al de la viscosidad del petróleo, es decir, entre mayor sea el contenido de residuos de carbón presentes en el petróleo, mayor será su estabilidad y viceversa.

## **10. Exposición al aire**

Se ha comprobado que las emulsiones se hacen más estables cuando están expuestas al aire. Esto es debido a que el oxígeno en el aire va a reaccionar con los componentes en el crudo para formar un agente emulsificante. Esta acción ocurre rápidamente y solo unos pocos segundos de exposición al aire son necesarios para estabilizar la emulsión en alto grado.

### **2.4.2 FUNDAMENTOS DE LA RUPTURA DE UNA EMULSIÓN**

Para la ruptura de una emulsión, el desemulsificante debe actuar principalmente en:

- **Atracción fuerte a la interfase agua-petróleo**

El proceso de desemulsificación toma lugar en la interfase agua-petróleo así que el desemulsificante tiene que migrar rápidamente a la interfase para realizar su función. El emulsificante está normalmente concentrado en la interfase y eso crea un obstáculo adicional para el desemulsificante. Un buen desemulsificante debe, por ende, no solamente migrar rápidamente a la interfase, también debe competir con éxito por su posición en este sitio.

- **Floculación**

Cuando un desemulsificante se encuentra con la superficie de una gota de agua, la gota tiene una fuerte atracción hacia otra gota en la misma condición. Por este mecanismo, grandes aglomeraciones de gotas de agua se producen. Esta característica de los desemulsificantes para producir aglomeración de las gotas, normalmente no rompe la continuidad de la membrana del emulsificante.

Si la membrana del emulsificante es débil, este proceso de floculación puede ser causa suficiente para romper la emulsión. De cualquier modo, en la mayoría de las emulsiones es necesario acciones adicionales para la unidad de las gotas de agua para volverse lo suficientemente grande para separarse del volumen de petróleo.

- **Coalescencia**

La ruptura completa de la membrana del emulsificante y la fusión de las gotas se describe como coalescencia. Debido a la floculación las gotas de agua se acercan continuamente y al final se rompe la membrana del emulsificante resultando en un rápido crecimiento del tamaño de las gotas. Esto es primordial para una rápida separación de agua y un rompimiento completo de la emulsión.

- **Humectabilidad de los sólidos**

En muchos crudos los sólidos tales como sedimentos, sulfuro de hierro, arcillas, los sólidos del lodo de perforación y parafinas, complican el proceso de desemulsificación. Ellos tienden a reunirse en la interfase y contribuir significativamente a la estabilidad de la emulsión. Algunas veces dichos sólidos son los materiales primarios estabilizantes y es necesario removerlos para realizar satisfactoriamente el rompimiento de la emulsión. Para removerlos de la interfase, estos sólidos pueden ser dispersados en el petróleo o ellos pueden ser humectados con agua y removerlos con esta. Si son dispersados en el petróleo, la emulsión puede ser rota, pero los sólidos pueden permanecer precipitados como un contaminante en el petróleo. Generalmente es más deseable para remover sólidos inorgánicos humectarlos con agua. La parafina y otros sólidos orgánicos son una excepción, estos pueden ser recuperados en el proceso de refinación, por eso es considerable mantener dichos materiales dispersos en el petróleo para transportarlos hasta la refinería.

Un mecanismo similar prevalece en cualquier otro petróleo o en sólidos humectados, pero el tratamiento será diferente. En ambos casos, cada gota de desmulsificante tiene un fin, que es atacar fuertemente a los sólidos, por lo tanto, formar una envoltura encima. El otro fin de las gotas es que las partículas de sólido suspendidas dentro del líquido se atraigan fuertemente hacia el agua o el petróleo

## **2.5 METODOS DE TRATAMIENTO DE CRUDO USADOS EN EL NOR OESTE**

En una emulsión de agua en petróleo existen dos fuerzas que se oponen constantemente:

- La tensión superficial o interfacial, que permite que las gotas pequeñas formen gotas mayores, las cuales cuando están suficientemente grandes asientan por gravedad.
- La membrana del agente emulsificante que rodea al agua tiende a evitar la unión de las gotas pequeñas y aún en el choque de dos gotas pequeñas tiende a quedar entre ellas de manera que no pueda formarse una gota más grande.

Como se observa, la única alternativa que queda es la de romper la membrana del agente emulsificante que está poniendo aquellas dos fuerzas en antagonismo. Con este fin, tres métodos generales de tratamiento se usan actualmente, uno en mayor ó menor grado que otros de acuerdo al carácter de las emulsiones, tipo de crudo tratado, y por último la técnica del operador, dichos métodos son:

- Método Mecánico
- Método Químico
- Método Eléctrico

### **2.5.1 METODO MECANICO**

Esta forma de tratamiento es usada en combinación con los métodos químicos y eléctricos, es decir, como un tratamiento previo al uso de los dos métodos o combinación con ellos. En los casos de emulsiones muy inestables, la sola aplicación de calor puede en algunos casos, producir un rápido rompimiento de la emulsión, pero en la gran mayoría de los casos, el tratamiento químico o eléctrico es necesario, a menos que la temperatura usada se acerque al punto de ebullición del agua, por la



desventaja de pérdida de petróleo liviano. Los siguientes procesos ayudan a este método:

- **APLICACIÓN DE CALOR:** cualquier emulsión puede romperse aplicando calor hasta una temperatura igual a la del punto de ebullición del agua, ya que una vez se alcance esa temperatura, las gotas de agua se evaporan y por lo tanto la membrana protectora se rompe. La aplicación de calor a alta temperatura tiene muchas desventajas por la cual en la práctica, no se opera en esos niveles.

- **SEPARACIÓN POR GRAVEDAD O ASENTAMIENTO**

Este proceso mecánico para tratar una emulsión no es más que el de un simple asentamiento por lo cual se deja a la fuerza de gravedad actuar entre el petróleo y el agua, en virtud de sus diferencias en densidades.

El asentamiento o separación por gravedad puede ser efectivo únicamente cuando la emulsión ha sido rota previamente por medio de algún otro tipo de tratamiento. Si la membrana protectora y las cargas eléctricas estabilizadoras de las gotas no son neutralizadas previamente, cualquier asentamiento que ocurra será tan lento que no será práctico su uso.

Como se ha dicho, la velocidad de asentamiento está altamente influenciada por la viscosidad del petróleo y es por esta razón que la emulsión, en algunos casos, se calienta antes de colocarse en los tanques de asentamiento.

Para que el asentamiento ocurra a mayor velocidad, es muy importante que la emulsión, una vez en el tanque u otro equipo decantador, esté en un estado de absoluta tranquilidad, de tal manera que no ocurra ninguna liberación de gas en el equipo decantador que redunde en turbulencia o agitación.

Para evitar al máximo la agitación, en algunos diseños, la emulsión que entra en el equipo decantador es pasada a través de un colchón de agua. Este colchón de agua ayuda a coagular las gotas de agua dispersas en la emulsión y sirve a la vez como igualador de temperatura, debido a que cualquier mala distribución del

calor puede causar corrientes que agiten la mezcla y por lo tanto eviten la separación.

En general, el tiempo total de asentamiento necesario para la separación de la emulsión, depende de variables como: viscosidad del petróleo, densidades tanto del agua como del petróleo, cantidad de agitación en el equipo de decantación, velocidad del fluido que entra en el equipo y tamaño de las partículas de agua

### **2.5.2 METODO QUIMICO**

En el tratamiento químico de las emulsiones, la desemulsificación es obtenida introduciendo una sustancia que contrarreste el efecto del agente emulsificante en los casos que la emulsión está estabilizada por una membrana protectora; o introduciendo un producto desmulsificante que neutralice las cargas de las gotas si la emulsión está estabilizada por las atracciones eléctricas.

Después que el compuesto químico se ha introducido por la línea de flujo, deberá haber suficiente agitación para que la sustancia se ponga en contacto con cada gota de agua suspendida en el petróleo y neutralice la película del agente emulsificante que la rodea. De allí que la distribución adecuada del producto en el cuerpo de la emulsión viene a constituir un factor de importancia en todo punto de deshidratación.

Hay casos en que el compuesto químico se agrega directamente en el cabezal del pozo. Esto puede hacer que el petróleo y el agua se separen en el cabezal del pozo y fluyan en estado libre hacia el separador, donde puede ocurrir una agitación violenta, dando origen a una nueva emulsión del petróleo y agua, pudiendo permanecer emulsificada si todo el producto químico ya ha sido consumido.

Muchos productores de la industria petrolera creen justificable una investigación cuidadosa y una gran cantidad de experimentos antes de la colocación final de la bomba inyectora de productos químicos. No se le considera factible determinar de otra manera la ubicación apropiada para dicha bomba en un campo dado. Excepto en casos especiales, muchos operadores acostumbran colocar la bomba química en el múltiple de distribución o en el separador.

Estos casos incluyen tales situaciones como tratamiento en el pozo, e inyección corriente arriba del estrangulador para evitar la emulsión. En caso de que un pozo produzca petróleo limpio, a menudo, la bomba dosificadora de producto desmulsificantes se coloca en la línea de flujo del pozo productor de emulsión.

Los cambios de temperatura afectan el tratamiento de algunas emulsiones más que el de otras. En la mayoría de los casos se necesita una cantidad menor de compuesto para el tratamiento de una emulsión caliente que el de una fría. Esta relación se aplica a casi todas las temperaturas que se encuentran en los tratamientos en el campo, pero a temperaturas elevadas las pérdidas de gravedad y volumen sobrepasan el ahorro en la cantidad de compuestos químicos usados para romper las emulsiones.

Suponiendo que se haya seleccionado un compuesto químico efectivo, la relación entre la cantidad de éste y el período de asentamiento requerido para la separación del petróleo y el agua de una emulsión es probablemente, la relación menos comprendida universalmente en los procedimientos usados para el tratamiento. La cantidad y el tipo del compuesto tienen un efecto definido en el grado de desintegración, pero no en el período de asentamiento requerido para separar el petróleo y el agua después que la emulsión ha sido separada. Si se lleva agua libre a los tanques de almacenamiento desde los tanques de asentamiento o equipo similar, el aumento de componentes en el sistema de tratamiento casi nunca remediará la situación.

Tal situación indica que el sistema es inadecuado para el volumen de producción manejado. Hay varios remedios comunes que se pueden poner en práctica para obviar la necesidad de ampliar la planta con frecuencia, por medio de ensayos químicos puede descubrirse un producto que actúe más rápidamente.

### **2.5.3 METODO ELECTRICO**

Este método emplea un campo eléctrico para separar la emulsión. El procedimiento es rápido y efectivo pero la inversión inicial es más elevada que en los métodos descritos anteriormente.

Las partículas suspendidas en un medio de baja constante dieléctrica se atraen a sí mismas cuando se encuentran bajo la acción de un campo eléctrico DC ó AC. El

mecanismo de atracción de las gotas es complicado y no se conocen todos los fenómenos que se producen en el momento de la fusión de las gotas.

Algunos experimentos indican que una gota sometida a la acción de un campo eléctrico adquiere por inducción cargas opuestas en dos extremos a esto se le llama polarización. Al encontrarse dos gotas en estas condiciones, se atraen y se unen, esta fusión es instantánea.

El tratamiento químico-eléctrico es una variedad del eléctrico, descrito antes. Algunas veces la estabilidad de la emulsión es tal que la aplicación del tratamiento eléctrico no es suficiente. En estos casos se utiliza una pequeña cantidad de desemulsificante cuyo efecto se magnifica en presencia del campo eléctrico.

Este método tiene un costo inicial relativamente alto pero en su uso se ha extendido mucho en los últimos años debido a los grandes ahorros que se obtienen al mantenerse la gravedad de los crudos que se tratan

## **2.5.4 DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DEL CRUDO**

**2.5.4.1 DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO** Una vez que el crudo es producido a nivel de fondo de pozo, la producción proveniente de los diferentes pozos se lleva a un manifold de producción, compuesto a su vez por tres sub manifoldss de acuerdo a la presión de línea en baja, alta y de prueba. Está constituido por tuberías de 6 pulgadas de diámetro a través de las cuales circula la mezcla gas-crudo-agua que pasará posteriormente a los separadores gas-líquido donde se elimina el gas disuelto. Luego, la emulsión pasa a un separador gravitacional para eliminar el agua libre y el crudo no emulsionado. La emulsión restante se lleva al sistema de tratamiento seleccionado para la aplicación de calor y/o corriente eléctrica, y finalmente el crudo separado pasa a un tanque de almacenamiento. El punto de inyección de química es a la salida del múltiple de producción, antes de los separadores.

### **2.5.4.2 PROCESO DE DESALADO DEL CRUDO**

El agua coproducida con el petróleo es una salmuera o agua salada porque en ella, en general, el 60/70 % de las sales disueltas están constituidas por

cloruro de sodio, sal común o halita.

Las gotas del agua dispersas en el petróleo tienen la salinidad del agua coproducida (el pasaje de la emulsión por un calentador puede concentrarla por evaporación del agua, pero esto no es frecuente).

El contenido de sal en cualquier cantidad de una muestra de petróleo es solo función del contenido de agua salada remanente en el petróleo y de la salinidad del agua coproducida que puede variar desde nula hasta saturada. Existen ciertos reservorios de petróleo asociados a rocas de origen químico (evaporitas) en los cuales es posible la existencia de sal sin agua, pero no son frecuentes.

Un petróleo que sale de un proceso de desemulsificación (deshidratación) puede contener 1 % de agua o menos. Si el agua es de una salinidad de 200.000 mg/lit, un 1 % de agua indica que el petróleo contiene, aproximadamente 2.000 mg/lit de sales requiriéndose su desalado porque el petróleo no cumple lo especificado en sales (usualmente 100 mg/lit).

Si, por otro lado, el agua es de una salinidad de 5.000 mg/lit, un 1% indicaría unos 50 mg/lit y no sería necesario desalar para la venta.

La sal puede venir en el crudo siguiendo tres caminos, disuelta en el agua libre, disuelta en las gotas de agua emulsionada en el crudo o como sal cristalizada en el crudo, es por eso que para extraer las sales se diseña todo un proceso de desalado. Se deshidrata para evitar transportar agua sin valor y se desala para evitar corrosión y problemas con los procesos de refino (envenenamiento de catalizadores).

El proceso de desalado consiste en dos etapas:

1. Deshidratación, para reducir el agua remanente en el crudo a niveles de 0,2 a 1 % (tratamiento de la emulsión).



2. Desalación, que incluye los medios para incorporar agua dulce como diluyente de las "sales emulsionadas" y posteriormente deshidratar para reducir el contenido de agua al nivel especificado (fase de desalación).

La cantidad del "agua de desalado" requerida para alcanzar el nivel de sal admisible es función de:

- a. La salinidad del agua remanente.
- b. La cantidad de agua remanente luego de la primer etapa de deshidratación (variable de mayor efecto).
- c. La salinidad del agua de dilución.
- d. La eficiencia del mezclado agua dulce/petróleo.
- e. El límite de sal admitido en el crudo para la venta.

La eficiencia de mezclado es la relación % entre la cantidad del agua de dilución inyectada y la que realmente coalesce con las pequeñas gotas de agua salina remanente.

Los dispositivos comerciales de mezclado tienen eficiencias del 70 - 85 %. Esta variable es la única sobre la que tiene control el operador

## **2.6 AGUA DE PRODUCCIÓN**

Es el agua obtenida en superficie, a través de pozos de petróleo y/o gas, desde una formación de interés (agua connata), un acuífero activo (agua intrusiva) o un proyecto de inyección de agua (agua inyectada).

### **2.6.1 CARACTERISTICAS FISICAS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN**

Los parámetros que se describen a continuación, son algunos de los factores más relevantes a considerar, en cualquier programa de monitoreo de calidad de aguas producidas para la extracción de petróleo y/o para las aguas residuales de las refinerías de petróleo.

#### **2.6.1.1 CONTENIDOS DE SOLIDOS**

Es común que el petróleo crudo contenga arcilla que interfiere obturando equipos. Los métodos para su determinación pueden diferir entre el campo y la refinería por razones prácticas y económicas. No obstante en caso de

transacciones comerciales debe especificarse exactamente cuál será el método acordado para su control.

Los sólidos totales están definidos como la materia resultante de la evaporación a una temperatura entre 103 y 105 °C, los cuales se clasifican en partículas disueltas, suspendidas y sedimentables. Los sólidos suspendidos o filtrables se caracterizan por presentar un diámetro de partícula generalmente entre 10 y 100 micras (responsables de causar la turbidez), estos pueden ser medidos usando el método 160.2 de EPA, o ASTM D 1888. El contenido de sólidos suspendidos de las aguas residuales no se puede medir exactamente por estos métodos si los compuestos presentes se volatilizan a temperaturas por debajo de 103°C.

En las refinerías se utiliza la ASTM. D-4006 para la determinación de agua y la ASTM. D-4807 para la determinación de sedimentos por filtración.

En el campo suele utilizarse la BS&W - ASTM D4007-11. (Agua y sedimentos) por uno de los tres métodos de centrifugación según el tipo de crudo:

- Crudos parafínicos: con calentamiento
- Crudos asfáltenicos: solventes aromáticos (tolueno)
- Otras muestras: emulsificadores

#### **2.6.1.2 TEMPERATURA**

La descarga de aguas residuales a altas temperaturas puede causar daños a la flora y fauna en los cuerpos de agua al interferir en la reproducción de las especies, incrementar el crecimiento de bacterias y otros organismos, acelerando las reacciones químicas y reduciendo los niveles de oxígeno.

Problemas asociados a la temperatura:

- Influye en la formación de escamas inorgánicas.
- Influye en la solubilidad de los gases en el agua.
- Influye en la precipitación de compuestos.

### **2.6.1.3 MATERIAL FLOTANTE**

En el agua de producción se distinguen partículas y material flotante como la nata de petróleo crudo. Su presencia causa la visualización de una gama de colores en la superficie del agua cuya intensidad es una función del espesor de la película de aceite, la cual no es aceptada por la legislación peruana; además de esto el agua también transporta consigo impurezas tales como: gotas de aceite dispersas en la fase agua y sólidos humedecidos con petróleo.

La eliminación del petróleo crudo libre en flotación, implica el control de dos aspectos:

- El derrame de nata del petróleo crudo en la descarga de la caja API de las baterías; en general, la correcta operación de la caja API separa como petróleo crudo los glóbulos con un diámetro superior a 150  $\mu\text{m}$ . La nata que se produce debe ser removida continuamente en la caja API para evitar su derrame en el afluyente, y eliminar la posibilidad de que por turbulencia viaje hacia la salida de las aguas de vertimiento y de ahí hacia los cuerpos acuosos.
- Grasas y aceites. Esta denominación comprende aquellas sustancias que se encuentran en suspensión en el agua y que son solubles en hexano.

Muchas de las aguas de producción y/o inyección poseen sólidos suspendidos que están en el rango de 0.01 micrones a 100 micrones. Este material flotante básicamente puede estar compuesto por: finos de formación, limos, arcillas, productos de corrosión, además otros compuestos formados por las bacterias y cuerpos de bacterias muertas, etc

### **2.6.1.4 GRASAS Y ACEITE LIBRE, EMULSIONADO Y DISUELTO.**

La Asociación Americana para la Salud Pública en el documento, Métodos Estándar para el Examen de Agua y Aguas Residuales, la define como: “Cualquier material recuperado en la forma de una sustancia soluble en un solvente”, donde el triclorofluoroetano es el solvente recomendado.

Como es de conocimiento general, la descarga de aceites o grasas en un cuerpo de agua, ocasiona perturbaciones en la vida acuática al formar películas sobre la

superficie, obstaculizando la fotosíntesis al disminuir la oxigenación y paso de la luz, además de interrumpir en la reproducción de las especies.

En el pozo, estas grasas y aceites libres pueden ocasionar los siguientes problemas:

- El aceite tiende a formar emulsiones.
- Atrae sólidos que pueden provocar taponamiento.

Para determinar si hay presencia de grasas y aceite libre o no, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

- Infrarrojos. ASTM D 3921-96
- Calorimetría
- Gravimetría. SM 5520-B

#### **2.6.1.5 METALES**

Metales como: Ba, Cd, Cr, Pb, Hg. Estos metales algunas veces están presentes en pequeñas cantidades en las aguas residuales de la industria petrolera.

- Bario: Es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aún en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El bario se queda en la superficie por mucho tiempo, y se debe evitar la descarga en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas, y tienden a concentrarse en la población marina (crustáceos, camarones, etc.). Para determinar si hay contenido de bario o no en el agua, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:
  - ASTM D 3651-11
  - SM 3500 Ba C
- Cadmio: La presencia del cadmio en el agua dependerá de la fuente donde proviene y la acidez del agua, es probable que en algunas aguas superficiales que contengan un poco más de microgramos de cadmio por litro, se hallan contaminado por descargas de desechos industriales o por lixiviación de áreas de relleno, también se da por suelos a los cuales se le han agregado lodo cloacales. Los niveles de cadmio en aguas naturales son muy bajos.

Es insoluble en bases, se disuelve en ácido nítrico diluido y es poco soluble en los ácidos sulfúricos y clorhídricos.

Para determinar la concentración de cadmio en el agua se utiliza la siguiente norma:

- ASTM D 3557-02

- Cromo: El cromo es un metal pesado altamente peligroso para los seres humanos. Debido a que el cromo es, en general, de baja solubilidad, los niveles que se encuentran en el agua por lo común son bajos. Puede estar en forma trivalente o hexavalente, ya sea como sal soluble o como partículas insolubles, y muchas veces como complejos químicos. La valencia de la forma química en las aguas naturales se ve influenciada por la acidez del agua.

El agua potable contiene normalmente concentraciones muy bajas de cromo. El cromo trivalente se presenta muy rara vez en el agua potable que ha sido clorada, se presume que la mayor parte del cromo que contiene el agua se halla en forma hexavalente.

Algunas aplicaciones industriales que usan el cromo en estado de oxidación, lo depositan sobre el suelo como desechos en estado sólido, que al descomponerse e infiltrarse el agua de lluvia a través de ellos, producen lixiviados. Éstos migran en fase acuosa interactuando a su paso con las partículas del suelo. Una vez que estas partículas llegan al nivel freático producen la contaminación de las aguas subterráneas creando plumas de contaminación y superando así las normas de calidad del agua potable.

Para determinar la concentración de cromo en el agua se utiliza la siguiente norma: ASTM D 1687-02

- Plomo: Sus fuentes naturales son la erosión del suelo, el desgaste de los depósitos de los minerales de plomo y las emanaciones volcánicas. Sin embargo, el plomo también se encuentra presente en los desagües domésticos, que al descargar en los cursos naturales de agua o en las aguas marinas, modifica substancialmente la reproducción de invertebrados marinos y cambios neurológicos y de la sangre en los peces.



El plomo tiende a formar compuestos con aniones que posean baja solubilidad, como, los hidróxidos, carbonatos y fosfatos. Por tanto la cantidad de plomo remanente en solución en las aguas superficiales (también dependiente del pH y salinidad), es generalmente bajo.

La mayor parte del plomo se mantiene retenido fuertemente y muy poco se transporta hacia aguas superficiales o subterráneas. Sin embargo la entrada a aguas superficiales como resultado de la erosión de las partículas de tierra que contienen plomo, o mediante la conversión a un sulfato relativamente soluble en la superficie de la tierra / sedimento, puede ocurrir.

Igualmente es posible el movimiento de plomo desde la tierra hasta cuerpos de agua subterránea por lixiviación.

Para determinar la concentración de plomo en el agua se puede utilizar la siguiente norma: ASTM D 3559-08

- Mercurio: El mercurio no es un elemento esencial para la vida, sin embargo siempre ha estado presente en la naturaleza en concentraciones a que los seres vivos están adaptados. Sus fuentes naturales son el vulcanismo, la desgasificación de la corteza terrestre, la erosión y la disolución de los minerales de las rocas debido a la penetración del agua a través de estas por tiempo muy prolongado.

Su presencia indica contaminación por desechos industriales de plantas de procesamiento de metales, farmacéuticos o químicas, así como por ingreso al sistema acuático de residuos de pesticidas, agrícolas, herbicidas y fungicidas o compuestos medicinales. Los residuos de compuestos orgánicos como el fenil y el alquil de mercurio, son los que más se encuentran en el agua.

Para determinar la concentración de mercurio en el agua se puede utilizar la siguiente norma: ASTM D 3223-02

## **2.6.2 CARACTERISTICAS QUIMICAS**

**2.6.2.1 PH:** Es el potencial hidrógeno o nivel de ácidos o bases en una sustancia.

Aquellas que no se encuentran entre el rango de 5 – 9 pueden afectar el medio acuático, al causar perturbaciones celulares y la eventual destrucción de la flora y la fauna.

En un pozo se pueden presentar problemas de escamas, producto de la corrosión y la velocidad a la que esta se presente dependiendo el grado de pH que se tenga; si se tiene un pH bajo existirán más problemas de corrosión.

Para determinar la variación del pH, se puede evaluar a partir de las siguientes normas: pH-metro, ASTM D 1293-12

**2.6.2.2 ANIONES:** Son iones con carga negativa presentes en el agua. La concentración de cloruros es una medida específica de la salinidad del agua en la industria petrolera. El alto contenido de cloruros impide que el agua sea utilizada para el consumo humano o el ganado. Altos porcentajes de cloruros en los cuerpos de agua también pueden matar a la vegetación circundante

- Cloro. El ion cloruro es el principal constituyente de las aguas de los campos petroleros y las aguas frescas. La mayor fuente de los iones cloruros es el NaCl, por lo tanto este ion es utilizado para medir la salinidad del agua según su concentración se puede clasificar de la siguiente manera:
  - Agua dulce: 0 - 2000 ppm
  - Agua salobre : 2000 - 5000 ppm
  - Agua salada: 5000 - 40000 ppm
  - Salmuera: > 40000 ppm

El principal problema asociado con el ion cloruro es el incremento de la corrosividad a medida que la concentración de este ion aumenta.

Para determinar la concentración de cloro, se utilizan las siguientes normas: ASTM D 4458-09 y ASTM D 4327-11

- Carbonatos y Bicarbonatos: La alcalinidad de un agua es debida al contenido de sales del ácido carbónico (bicarbonatos, carbonatos) e hidróxidos, es una medida o indicación de los componentes básicos del agua.

La alcalinidad de las aguas naturales suele deberse a los carbonatos y bicarbonatos de calcio, magnesio, sodio y potasio y en algunos casos también se debe en pequeño grado a boratos, silicatos y fosfatos.

El bicarbonato es el componente que más contribuye a la alcalinidad. La importancia de la alcalinidad es significativa en los fenómenos de coagulación y ablandamiento, así como en la prevención de la corrosión. La alcalinidad da un índice de la resistencia del agua a bajar su pH cuando se le añade ácido.

Para determinar la concentración de carbonatos y bicarbonatos en el agua, se puede evaluar a partir de las siguientes normas: ASTM D 1067-11 y SM 2320-B

- Sulfatos Corresponden a sales de moderadamente solubles a muy solubles. Las aguas dulces contienen de 2 a 150 ppm, y el agua de mar cerca de 3.000 ppm.

Proceden de rocas sedimentarias, sobretodo yeso y anhidrita, y en menor proporción de la oxidación de los sulfuros de la pirita. En función del contenido de calcio, podrían impartirle un carácter ácido al agua.

Los sulfatos de calcio y magnesio contribuyen a la dureza del agua y constituyen la dureza permanente. El sulfato de magnesio confiere al agua un sabor amargo.

Cuando el sulfato se encuentra en concentraciones excesivas en el agua ácida, le confiere propiedades corrosivas.

Para determinar la cantidad de sulfatos en el agua, se utilizan las siguientes normas: ASTM D 4327-11, Turbidimetría ASTM D 4130-08 y Gravimetría SM 4500-SO<sub>4</sub> D37

### **2.6.2.3 CATIONES**

Es la sumatoria de todos los iones con carga positiva presentes en el agua. La concentración de cationes es una medida específica de la salinidad y dureza del agua en la industria petrolera. El alto contenido de cationes impide que el agua sea utilizada para el consumo humano o el ganado.

- **Calcio:** Los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles. Para determinar la cantidad de calcio presente en el agua, se utilizan las siguientes normas: ASTM D 511-09 y SM 3500 Ca-B
- **Magnesio.** Los iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio. Para determinar la cantidad de calcio presente en el agua, se utilizan las siguientes normas: ASTM D 511-09 y SM 3500 Mg-B
- **Sodio.** Es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35,000 partes por millón (ppm). El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para el consumo humano o de animales, y es a menudo fatal para la vida vegetal. Para determinar si hay presencia de sodio, se puede evaluar a partir de las siguientes normas: ASTM D 3561-11
- **Hierro:** Naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes. Para determinar si hay presencia de sodio o no, se puede evaluar a partir de las siguientes normas: ASTM D 1068-10 y SM 3500 Fe B
- **Estroncio.** Puede ser radioactivo y puede concentrarse en moluscos tales como las ostras. También puede formar costras, pero generalmente solo se encuentran como trazas en productos de calcio. Para determinar si hay contenido de bario o no en el agua, se puede evaluar a partir de las siguientes normas: ASTM D 3920-02 y SM 3500-Sr C

- **Fenoles:** Son compuestos aromáticos presentes en aguas residuales de la industria del petróleo, del carbón, plantas químicas, entre otros. Los fenoles causan problemas de sabores en aguas de consumo tratadas con cloro; en aguas residuales se consideran no biodegradables, pero se ha demostrado que son tolerables concentraciones hasta 500 mg/L. Tienen una alta demanda de oxígeno, en niveles altos pueden manchar la piel de peces y afectar negativamente la flora, fauna y seres humanos.

Para evaluar la cantidad de fenoles que hay en el agua, se utilizan las siguientes normas: ASTM D 1783-01 y ASTM D 2580-06

- **Oxígeno Disuelto:** Mantener una concentración adecuada de oxígeno disuelto en el agua es importante para la supervivencia de los peces y otros organismos de vida acuática. La baja concentración de oxígeno disuelto puede ser un indicador de que el agua tiene una alta carga orgánica provocada por aguas residuales.

Para determinar la cantidad de oxígeno disuelto en el agua, se puede evaluar a partir de las siguientes normas: Titulación. ASTM D 888-12 y Colorimetría. ASTM D 888-12

## **2.6.3 OTRAS PROPIEDADES DE CONTROL**

### **2.6.3.1 OXIGENO DISUELTO**

#### **2.6.3.2 DEMANDA BIOQUIMICA DE OXIGENO (DBO).**

Mide la capacidad de las bacterias comunes para digerir la materia orgánica, para obtener CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O, generalmente en un periodo de incubación de 5 días a 20 °C, analizando la disminución de oxígeno. Esta mide la materia orgánica biodegradable.

Para determinar la demanda bioquímica de oxígeno disuelto en el agua, se puede evaluar a partir de la siguiente norma: SM 5210-B

#### **2.6.3.3 DEMANDA QUIMICA DE OXIGENO (DQO).**

Es el equivalente en oxígeno de la fracción de material orgánico presente en una muestra, que es susceptible de oxidación, en medio ácido, por medio del

dicromato de potasio. Esta analiza tanto la materia orgánica biodegradable como la que no lo es (refractaria).

Para determinar la demanda química de oxígeno disuelto en el agua, se puede evaluar a partir de la siguiente forma: SM 5220-B

#### **2.6.3.4 CONDUCTIVIDAD**

Es una medida de la presencia, movilidad, valencia, y concentración de iones, así como la temperatura del agua. Este es un indicador de la salinidad del agua.

Para determinar la conductividad del agua, se puede evaluar a partir de las siguientes formas: Método instrumental: ASTM D 1125-95

### **2.7 SISTEMAS PARA SEPARACIÓN, TRATAMIENTO Y ACONDICIONAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN**

A continuación se presenta una detallada descripción de los mecanismos de separación involucrados en cada uno de los equipos utilizados para el tratamiento de aguas, entre los cuales se puede encontrar la coalescencia, dispersión, separación gravitacional y flotación, en donde estos dos últimos son la base principal del funcionamiento de los equipos.

#### **2.7.1 MANEJO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DE UN CAMPO PETROLERO**

Durante toda la etapa productiva de un yacimiento la relación agua-aceite (WOR) se va incrementando haciendo que el corte de agua en el pozo alcance valores muy altos. El movimiento del agua estimula el desplazamiento del petróleo y afecta el barrido vertical y areal, determinando de ese modo el factor de recuperación de petróleo de un campo. El factor de recobro en un yacimiento aumenta durante la recuperación secundaria gracias al fenómeno de inmiscibilidad que existe entre el agua y el aceite que se producen, lo cual hace que el agua proveniente de algunas formaciones subyacentes, o debido al fracturamiento aumente la tasa de flujo.

La calidad del agua de producción depende de la región, geología de la formación y los demás fluidos implicados en el proceso de recuperación. Los caudales y presiones pueden variar considerablemente en las proximidades del pozo productor y de esta forma alterar el equilibrio fisicoquímico que prevalece en el yacimiento, esto hace

que se presenten emulsiones, que generalmente son la forma en que se producen los fluidos, las cuales son tratadas mediante procesos químicos para llevar a cabo su separación.

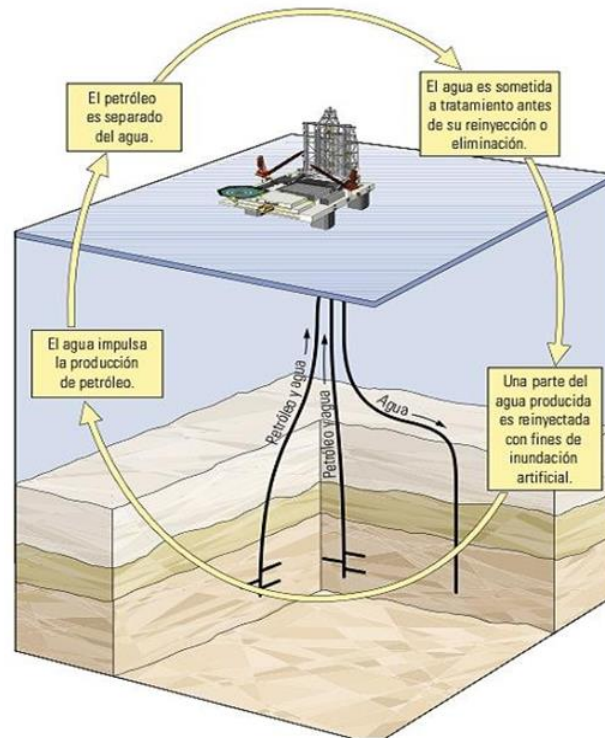
Si bien el agua a menudo se considera un problema, el agua de producción buena, (definida como el agua producida por debajo del límite económico de la relación agua/petróleo RAP) es crítica para el proceso de producción de petróleo. El agua mala, (agua producida por encima del límite económico de la relación agua/petróleo) por el contrario, es agua que aporta poco valor a la operación de producción, si bien es probable que en algún momento futuro encuentre el camino para su reutilización.

El Ciclo del agua Buena es:

- El agua desplaza al petróleo generando su flujo.
- El petróleo es separado del agua.
- El agua es sometida a tratamiento antes de reinyectarla o eliminarla.
- Una parte del agua producida es reinyectada para mantener o incrementar la producción de hidrocarburos.
- El campo se mantiene rentable.

En el caso contrario considerando un ciclo de producción con “agua mala” tenemos que:

- El agua afecta negativamente el flujo de petróleo.
- Disminuye la producción de petróleo y el agua se convierte en problema.
- Los sistemas de tratamiento del agua en superficie se sobrecargan.
- Se genera en superficie más agua de la necesaria para el proceso de re inyección.
- El tratamiento y/o la eliminación de exceso de agua se suma a los costos de producción.
- El campo pierde rentabilidad lo que puede provocar el abandono de importantes reservas.



Fuente: Bailey, Bill y Crabtree, Mike. Control de Agua. Oilfield Review, 2000.

El primer paso en lo que respecta al manejo del agua es la evaluación y el diagnóstico del sistema de agua. Debido a la complejidad de este sistema, la definición del problema suele ser la parte más complicada del proceso.

Hoy en día, los ingenieros aplican un proceso de pasos múltiples, sustentado por un sofisticado arreglo de técnicas y herramientas utilizadas para diagnosticar los problemas relacionados con la presencia de agua.

El proceso suele comenzar con la recolección de información de yacimientos, historia de producción e instalaciones de superficie. Utilizando los datos obtenidos previamente, los ingenieros evalúan el sistema de producción actual para identificar obstáculos económicos y adquirir un conocimiento inicial de los mecanismos de flujo de agua presentes en el yacimiento, los pozos y el sistema de superficie.

Luego, la compañía operadora y las compañías de servicios trabajan en conjunto para determinar si se necesita algún dato nuevo para evaluar correctamente el sistema de producción. Por ejemplo, las pruebas de flujo de los pozos de producción e inyección,



los perfiles de flujo de fluido de fondo de pozo, los registros geofísicos de pozo y los levantamientos entre pozos, y la utilización de sísmica de repetición permiten definir los movimientos del petróleo y el agua dentro del yacimiento.

Durante la producción, el petróleo es barrido del yacimiento y es reemplazado por agua natural o inyectada, este proceso raramente es uniforme. La heterogeneidad de la formación puede conducir a la incursión prematura de agua y a problemas relacionados con el agua de fondo de pozo. Los pozos de producción e inyección son vigilados rutinariamente y manejados para minimizar la relación agua/petróleo, maximizar la eficiencia de barrido vertical y optimizar la producción de petróleo.

Los sistemas de superficie pueden ser complejos y deben ser diseñados para manejar y tratar los volúmenes de agua que entran y salen del sistema de producción. La calidad del agua descargada al medio ambiente, eliminada por métodos convencionales o desviados para ser reutilizada como agua de inyección del yacimiento y para otras aplicaciones alternativas, es controlada y vigilada rutinariamente

## **2.8 MARCO NORMATIVO**

### **2.8.1 DEFINICIONES**

### **2.8.2 LEY GENERAL DE HIDROCARBUROS**

### **2.8.3 REGLAMENTO GENERAL DE HIDROCARBUROS**

### **2.8.4 MARCO LEGAL**

El Marco Legal examina y detalla las normas que establecen la base legal para el desarrollo de las actividades de Producción de Pozos de Desarrollo. El Marco Legal está conformado por las normativas nacionales ajustables a este tipo de actividad; además, por política corporativa, se han asociado estándares internacionales.

La Legislación Nacional está compuesta por una variedad de normas a nivel de todo el territorio nacional, que regulan actividades productivas y extractivas de diferente índole. Estas normas no solo despliegan sus efectos en ámbitos propiamente

ambientales, sino que se intersectan con diversas áreas temáticas como: tierras, salud, fiscalización, patrimonio cultural, entre otras.

#### **2.8.4.1 Leyes y Reglamentos sobre seguridad y salud en el Trabajo**

- Ley 29783. “Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo”
- Ley 30222 “.Ley que modifica la ley 29783”.
- DS. 005-2012-TR. “Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo”

#### **2.8.4.2 Leyes y Reglamentos de las Actividades de Explotación de Hidrocarburos**

- DS. 032-2004-EM. “Reglamento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”
- Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos - Decreto Supremo N° 039-2014-EM

#### **2.8.4.3 Leyes y Reglamentos para la protección ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.**

- Ley General del Ambiente – Ley N° 28611
- Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental – Ley N° 27446
- Ley General de residuos sólidos - Ley 27314
- Ley Forestal y de Fauna Silvestre - Ley N° 27308
- Ley de Áreas Naturales protegidas – Ley 26834
- DS. 039-2014-EM. “Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.
- DS. 043-2007-EM. “Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos.
- Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental del Aire Decreto Supremo N° 003-2017-MINAM
- Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido - Decreto Supremo N° 085-2003-PCM

## **2.9 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS**

### **2.9.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS ACTIVIDADES**

Se identifican las actividades del proyecto que pueden implicar un riesgo en la etapa

de completación de pozos.

### 2.9.2 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

Se identifican los peligros asociados a las actividades identificadas. La identificación de peligros lleva a la siguiente pregunta: como puede ese peligro afectar una actividad, o ¿qué puede salir mal?, etc.

### 2.9.3 POSTULAR ESCENARIOS

Los escenarios analizan los peligros que puedan llegar a afectar al personal por cada actividad e instalación. ¿Cuáles son las causas? En este proceso, el equipo analiza que puede causar la intensificación del peligro hasta la ocurrencia de un evento final.

### 2.9.4 ESTIMACIÓN DE LA FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE LOS ESCENARIOS.

La frecuencia es determinada por medio de la información de incidentes de ocurrencias previas, tanto en la industria, como en la empresa, o de las percepciones del personal en relación con que tan a menudo el incidente sucede o pudiera suceder, el juicio y percepción del personal es importante para estimar la frecuencia. Ver tabla 2.1

NIVEL	DESCRIPCION	RANGO DE FRECUENCIA	DESCRIPCION
A	Muy Baja	$< 1E - 5$	No ha ocurrido en la industria
B	Baja	$1E - 3$ a $1E - 4$	Ha ocurrido en la Industria
C	Media	$1E - 2$ a $1E - 3$	Ha ocurrido en operaciones similares en la industria
D	Alta	$1E - 1$ a $1E - 2$	Ha ocurrido en operaciones similares de la empresa
E	Muy Alta	$> 1E - 1$	Ha ocurrido en repetidas veces en operaciones similares de la empresa

Tabla 2.1.Frecuencias

## 2.9.5 ESTIMACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS

La consecuencia de un evento se evalúa sobre los factores de vulnerabilidad al daño, y se califica dentro de una escala que establece cinco niveles. Ver tabla 2.2

Tabla 2.2. Niveles de Consecuencias

Valor	Nivel	Entorno humano	Entorno económico	Entorno natural - social	Imagen
5	Muy Alta	Fatalidades personal propio y/o terceros. Hospitalización Pública. Efectos Severos sobre la Salud.	Catastrófica > \$10M	Efecto masivo. Daño grave persistente al medio ambiente o molestias graves sobre un área grande. Una gran pérdida económica para la empresa en términos de uso comercial, recreativo o conservación de la naturaleza. Superación constante y elevada de los límites legales o prescritos.	Cobertura internacional
4	Alta	Fatalidades personal propio o discapacidad permanente. Múltiples Hospitalizaciones. Efectos graves sobre la Salud	Grave \$1M a \$10M	Efecto mayor. Daño ambiental severo. La empresa está obligada a tomar amplias medidas para restaurar el daño o contaminación al medio ambiente a su estado original. Superación frecuente de los límites legales o prescritos	Cobertura nacional
3	Medio	Uno o más Casos de Días de Trabajo adecuado o Pérdida de Tiempo. Efectos Significativos sobre la Salud	Severa \$100K a \$1M	Efecto localizado. Descarga limitada de toxicidad conocida. Superación repetida de los límites legales o prescritos afectando a las proximidades. Recuperación espontánea de los daños dentro de un año.	Cobertura provincial o regional
2	Bajo	Tratamiento Médico. Efectos Sobre la Salud de Mediana Intensidad.	Significativa \$10K a \$100K	Efectos menores. Contaminación. Daño suficientemente grande como para afectar al medio ambiente. Recuperación espontánea de los daños dentro de un año. Superación individual de los límites legales o prescritos. Queja individual no permanente sobre el medio ambiente	Cobertura Local
1	Insignificante	Casos de Primeros Auxilios. Tratamientos Médicos Menores. Efectos Menores sobre la Salud.	Marginal < \$10K	Efecto leve. Daños locales al medio ambiente, dentro y cerca de los sistemas. Consecuencias financieras insignificantes.	Carencia de Cobertura externa

La consecuencia o gravedad involucra riesgos en el entorno, razón por la cual se consideran tres aspectos como:

- Humano (Seguridad/ salud del personal propio, contratistas y terceros.)
- Natural (Medio Ambiente.)

- Socio Económico (Infraestructura y medios)

El nivel de gravedad considerado será el mayor de los tres aspectos analizados.

### 2.9.6 ESTIMACIÓN DEL RIESGO

Los valores evaluados de Frecuencia y Consecuencia para cada escenario, se ubican en una celda de la Matriz de Aceptabilidad del Riesgo, la misma que determina el nivel de riesgo específico (intolerable, ALARP y tolerable).

El fundamento de la Matriz de Aceptabilidad del Riesgo es un enfoque semi-cuantitativo, está basado en la matriz de evaluación de riesgos RAM (Risk Assessment Matrix) y nos muestra en un cuadro los valores de Frecuencia (parte horizontal) y los niveles de estimación de la Consecuencia (parte vertical). La intersección de la Frecuencia y la Consecuencia nos da el Riesgo, el cual se puede ubicar en diferentes zonas, lo cual nos indica el nivel de riesgo representado por un color diferente. Esto se muestra en la tabla 2.3

FRECUENCIA						
CONSECUENCIA		A	B	C	D	E
	5	5A	5B	5C	5D	5E
	4	4A	4B	4C	4D	4E
	3	3A	3B	3C	3D	3E
	2	2A	2B	2C	2D	2E
	1	1A	1B	1C	1D	1E

Tabla 2.3 Matriz de aceptabilidad del Riesgo

### 2.9.7 MEDIDAS DE REDUCCIÓN DEL RIESGO

De acuerdo a los resultados de la evaluación de riesgo han sido comparados y manejados de acuerdo a la clasificación que se establece en la tabla No. 2.4

Las actividades propias de la completación de pozos son evaluadas en función de los peligros que presenta cada una de sus actividades.

Posteriormente son determinados de forma semi-cuantitativa. El riesgo que presenta cada uno de esos peligros, son clasificados según la frecuencia de ocurrencia y las consecuencias asociadas en: RIESGOS INTOLERABLES, ALARP y TOLERABLES, en función del criterio de tolerancia de riesgos de la Empresa, operadora o dueña del pozo. En función de lo anterior, se determina el tipo de medidas de reducción requeridas por cada riesgo, basándose en los criterios presentados en la Tabla 2.4.

TOLERANCIA Y MEDIDAS DE REDUCCION DE RIESGOS	
	RIESGO INTOLERABLE. Suspender la actividad si no se toman medidas inmediatas para reducir el nivel de riesgo
	RIESGO ALARP (Tan bajo como razonablemente práctico). Las medidas de reducción de riesgo deberán ser implantadas basadas en un análisis costo beneficio. Las medidas de reducción de riesgo deben ser evaluadas, registradas e implantadas, siempre que sea razonablemente practicable.
	RIESGO TOLERABLE. Reducir el riesgo a través del uso de medidas administrativas (procedimientos, planes de contingencia, etc.) y gestionar un sistema de mejoramiento continuo.

**Tabla 2.4. Criterios de Tolerancia de Riesgo de BPZ**

En esta etapa se halla el grado de aceptabilidad del riesgo, para eso se **compara el riesgo estimado vs el criterio de riesgos**, si el Riesgo obtenido es INTOLERABLE, deberá reducirse a un nivel “Tan Bajo Como Sea Razonablemente Posible” (ALARP); si el riesgo estimado resultante se encuentra en la región ALARP se adoptarán medidas para disminuir el riesgo si y solo si el beneficio de esta reducción supera el costo de implementar dichas medidas. Si el riesgo estimado se encuentra dentro del nivel TOLERABLE se deberán adoptar medidas administrativas que permitan mantener y/o reducir el nivel del riesgo obtenido.

## **CAPITULO III**

### **3 ESTUDIO DE RIESGOS PARA LA ETAPA DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE REINYECCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN**

#### **3.1 UBICACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA**

Graña y Montero Petrolera S.A. (GMP), titular de la Concesión de Explotación de Hidrocarburos del Lote I, ubicado en la provincia de Talara, departamento de Piura y Región Grau, proyecta construir e instalar para operar una Central Production Facility (CPF), que contemplará Sistemas de Deshidratación de Petróleo, Acondicionamiento e Inyección de agua necesarios para realizar el proceso de separación agua-petróleo a partir del manifold y facilitar el acondicionamiento e inyección de agua a uno o varios pozos inyectoros dentro del Lote I.

El Lote I, está ubicado en el noroeste del territorio peruano, en la provincia de Talara, departamento de Piura y Región Grau; cubre parte de los distritos de La Brea y de Pariñas y tiene una extensión de 6.943 hectáreas, limita por el Norte con el Lote VI operado por la CIA. Sapet, por el Sur con el Lote VII también operado por Sapet, por el Este con el Lote IV operado por la CIA. Mercantile y por el Oeste con Océano Pacífico.

Las Facilidades de Producción del Lote I para la Reinyección del Agua de Producción CPF, se ubicará en el Lote I, el mismo se encuentra ubicado en el Departamento de Piura, en la provincia de Talara, en la zona Nor- Occidental de la República del Perú, a una distancia aproximada de 5 km de la ciudad de Talara, del Departamento de Piura en Perú.

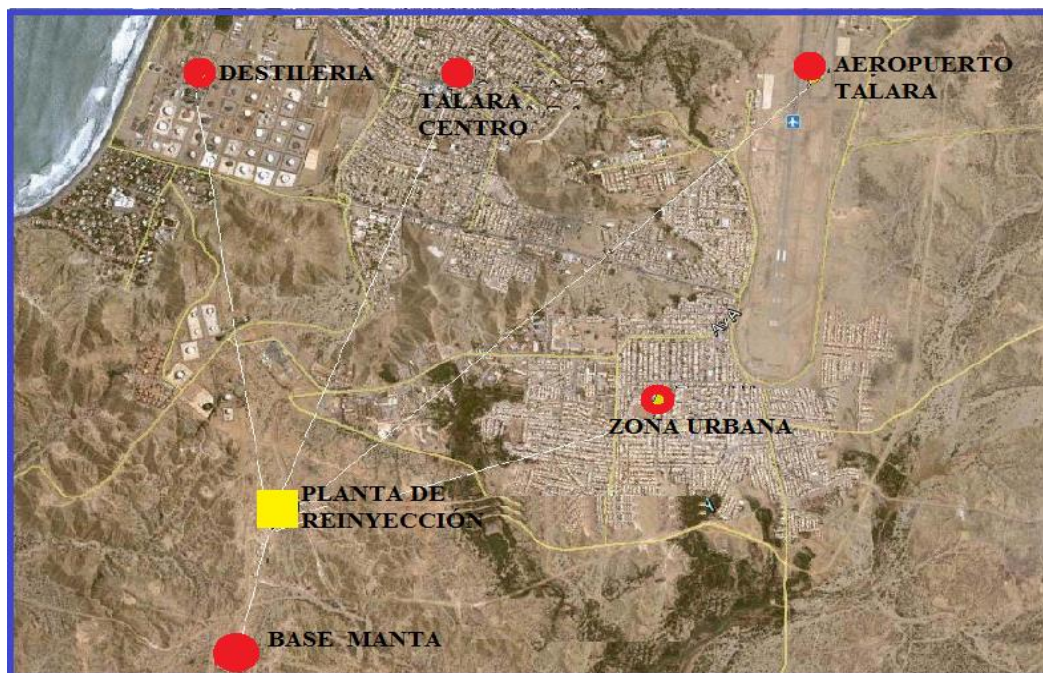


Figura 3.1 Ubicación de la planta de tratamiento de agua de producción

### 3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

En general, los sistemas y subsistemas contarán con un sistema de supervisión, control y parada de emergencia. La CPF está conformada por los siguientes sistemas principales de procesos:

- Entrada de producción y medición
- Desgasificación de crudo
- Deshidratación de petróleo
- Almacenamiento y despacho de petróleo
- Acondicionamiento de agua
- Filtración de agua
- Almacenamiento de agua
- Reinyección
- Alivio y venteo

Adicionalmente, los siguientes sistemas auxiliares de procesos forman parte de la estación:

- Paquetes de Inyección de Productos Químicos
- Aire comprimido para instrumentos y para servicio
- Sistema Contra Incendios (incluye sistemas de detección y combate de incendios)
- Sistema de recolección de drenajes contaminados



### 3.2.1 INGRESO DE LA PRODUCCIÓN

El fluido que se bombea desde cada batería, estará constituido únicamente por líquido; existirán cuatro entradas principales para todo el conjunto de baterías, un entrada para fluidos recolectados por cisterna y una tubería con acople rápido para bombeo de agua de otras empresas o áreas.

El manifold M-101 estará constituido por cinco tuberías de ingreso con un diámetro de 3 in, en cada tubería existirá un filtro tipo canasta para filtrar sólidos de diámetros mayores a 20 um; un indicador de presión diferencial que indicará cuando el filtro este saturado, inicialmente el indicador registrará una presión aproximada de 2 psig y una vez lleno indicará una presión aproximada de 15 psig; un medidor de caudal tipo turbina que poseerá un rango operativo de 2.750 a 27.500 BFPD de acuerdo a requerimiento de Cliente con su respectivo by pass; una ampliación de 3 a 4 in y en tubería de 4 in se instalará un indicador de presión de un rango de 0 a 100 psig; un toma muestras de líquido y una válvula check, la presión operativa del manifold será 20 psig, presión requerida para vencer columna de tanque de lavado.

Se instalará un cabezal principal de producción que dispondrá de doble direccionamiento, es decir direccionará la producción hacia la bota de desgasificación o hacia los tanques de almacenamiento de petróleo de la batería 210; el tramo hacia la bota de desgasificación existirán dos puntos de inyección de químicos y una válvula SDV que actuará descontrol en el nivel del recipiente V-101 y del tanque T-101; los sets de actuación estarán fijados de acuerdo a la tabla No. 3.1

Tabla No. 3.1

Set de actuación o cierre de SDV

Escenario	Set
Alto - Alto Nivel V-101	27 ft
Alto - Alto Nivel T-101	22 ft
Bajo - Bajo Nivel T-101	12 ft

En caso de cierre de la SDV, la presión de bombeo desde las baterías se incrementará hasta un 20% de la presión operativa, es decir en el momento que se aproxime a 25 psig la válvula PCV ubicada hacia el otro extremo del cabezal de producción, se

abrirá permitiendo el paso de fluido hacia los tanques de almacenamiento de petróleo de batería 210, disminuyendo la presión a 20 psig y cerrando la válvula PCV; mientras el proceso no posea una condición segura, no existirá posibilidad de apertura de válvula SDV, repitiéndose apertura y cierre de PCV de acuerdo a presión del sistema.

### **3.2.2 DESGASIFICACIÓN DEL CRUDO**

Se utilizará una bota desgasificadora V-101, dispondrá de 30 ft de altura y 20 ft de diámetro; su función será separar el gas en solución que eventualmente podría direccionarse desde las baterías de producción o en un futuro se cambie la filosofía de operación de las plataformas direccionando directamente desde los cabezales de producción de los pozos hacia tuberías de recolección de fluidos.

Este recipiente a presión poseerá una presión operativa de 8 in H<sub>2</sub>O y un switch de nivel con los sets de alto alto nivel a 27 ft cierre de SDV y alto a 23 ft alarma.

Todo el gas separado se direccionará hacia un recipiente a presión denominado scrubber de gas V-131.

### **3.2.3 DESHIDRATACIÓN DE PETRÓLEO**

Su función principal es deshidratar completamente el petróleo con un valor máximo de 0,25% de BSW; además, separar la mayor cantidad de aceite del agua hasta un contenido máximo de 500 ppm de aceite residual.

Su capacidad de procesamiento será de 3,000 bls/día, distribuidos por 2,000 bls de petróleo y 1,000 bls de agua.

Poseerá 24 ft de altura y un diámetro de 25 ft, con un volumen de 2,100 bls, y una altura operativa máxima de 22 ft.

El fluido completamente desgasificado se direccionará hacia el tanque de lavado T-101, el cual en su parte inferior poseerá tres baffles formando un laberinto con la finalidad de aumentar el tiempo de residencia para el agua y un compartimento superior de 10% de la capacidad del tanque para direccionamiento de petróleo hacia las bombas de transferencia.

Se garantiza una correcta deshidratación de petróleo y una buena calidad de agua, manteniendo un colchón de agua no inferior a 8 ft, este nivel será medido con la ayuda de un transmisor de nivel tipo capacitivo y controlado por una válvula de nivel

que se abrirá cuando el nivel supere el 20% del nivel operativo y se cerrará cuando el llegue a su set.

Para integridad del tanque se instalará un switch de nivel alto a 22 ft y un switch de nivel bajo a 12 ft, que actuarán por medio de un interlock sobre la SDV. Se dispondrá de tres mirillas sobrepuestas para monitoreo de nivel de agua, emulsión y petróleo desde los siguientes niveles de 4 a 8 ft de 6 a 12 ft y de 10 a 16 ft.

Un conjunto de toma muestras de  $\frac{3}{4}$  in con doble válvula de bola a 4, 8 12, 16 y 20 ft, y un cubeto que direccionará el fluido al colector de drenajes.

El crudo ingresará por medio de una tubería de 8 in, el agua se desalojará por medio de una tubería de 4 in a una altura de 3 ft, el petróleo se desalojará por medio de una tubería de 4 in a una altura de 15 ft, para drenar sólidos sin aislar el tanque se instalará una tubería de 4 in a una altura de 1 ft, que direccionará el fluido hacia el colector de drenajes.

Por seguridad para el ingreso y salida de aire se han considerado dos válvulas de presión y vacío PVRV que funcionarán paralelo.

En caso de existir una sobre presión actuará la válvula PSV cuyo set operativo será 6 in H<sub>2</sub>O, para presiones súbitas elevadas.

El compartimento de petróleo se llenará por reboso, se instalará un transmisor de nivel tipo onda guiada que permitirá el arranque y para de las bombas de transferencia

### **3.2.4 ALMACENAMIENTO Y DESPACHO DE PETROLEO**

Se utilizarán bombas centrifugas con una capacidad de bombeo de 235 gpm a una presión de 30 psig y una potencia del motor de 10 HP.

Su función es transferir petróleo con un contenido máximo de aguas de 0,25% desde el compartimento superior tanque de lavado T-101 hacia los tanque de almacenamiento de petróleo de la batería 210.

Se instalará una bomba sin respaldo de acuerdo a requerimiento del Cliente, en la succión se instalará una válvula de bola de 4 in; en descarga una válvula check de 4 in y una válvula de bola de 4 in; el petróleo será bombeado a través de una tubería de 4 in para su almacenamiento y posterior entrega

### **3.2.5 ACONDICIONAMIENTO DE AGUA**

Se utilizará un tanque skimmer de 565 bls, de acuerdo a requerimiento de Cliente; poseerá una altura de 18 ft y un diámetro de 15 ft, su capacidad de procesamiento

será de 1.000 bls/día y su nivel operativo óptimo será de 9 ft.

El agua obtenida del tanque de lavado con un contenido de aceite residual máximo de 500 ppm se direccionará al tanque skimmer T-121 por medio de una tubería de 4 in, en el interior del tanque existirá un baffle de distribución de agua.

El agua a su salida deberá poseer un contenido de aceite residual inferior a 100 ppm y un contenido de sólidos en suspensión menor a 50 ppm o un diámetro inferiores a 20  $\mu$ m.

Para obtener estos parámetros será necesaria la utilización de clarificador y dispersante de sólidos.

Para salida de agua se utilizará una tubería de 4 in, ubicada a 3,5 ft; para drenar sólidos existirá una tubería de 4 in ubicada a 2 ft; para drenar floculo existirá una tubería 14 ft y dispondrá de un over flow ubicado a 16 ft para desalojo de aceite.

El agua se direccionará por medio de dos bombas centrífugas booster P-121 A/B hacia el sistema de filtración

Su configuración se a diseñado en paralelo en caso de no requerir una presión mayor a 30 psig y en serie en caso de requerir presión hasta 55 psig, su configuración dependerá de la presión requerida en el skid de filtración.

Estas bombas dispondrán de una capacidad de bombeo de 115 gpm a una presión de 30 psig y una potencia del motor de 5 HP.

En la succión de 4 in se dispondrá de una válvula de bola de 4 in, un filtro tipo Y, un indicador de presión diferencial y manómetro de 0 a 50 psig; en la descarga existirá un indicador de presión de 0 a 100 psig un transmisor de presión, una válvula check y una válvula de paso es decir válvula de bola.

Estas bombas serán accionadas y paradas localmente, para arranque se requerirá permisivo desde el cuanto de control de motores

### **3.2.6 FILTRACIÓN DE AGUA**

El sistema de filtración constará de dos filtros que garantizarán agua con un contenido de sólidos con diámetros no mayores a 5  $\mu$ m y aceite residual inferior a 10 ppm.

El filtro para sólidos será de tipo bolsa, que garantizará agua con sólidos no mayores a 5  $\mu$ m, este tipo de bolsas se saturarán en un período aproximado de 2 semanas, los cuales serán removidos fácilmente.

Para separación de aceite residual se estima la utilización de filtros de carbón activado, con un sistema de retrolavado con bombas centrífugas.

Se estima que en este sistema el diferencial de presión no supere los 15 psig de acuerdo a la presión requerida se utilizarán las diversas configuraciones de las bombas booster P-121 A/B.

El skid de filtración será diseñado e instalado completamente por una empresa constructora de sistemas de filtración.

### **3.2.7 ALMACENAMIENTO DE AGUA**

El agua acondicionada, con sólidos de diámetros inferiores a 5  $\mu$ m y aceite residual con una concentración máxima de 10 ppm, se direccionará hacia un tanque de almacenamiento T-122 de 1010 bls, con una altura de 18 ft y un diámetro de 20 ft.

Este tanque será completamente hermético, dispondrá de un sistema de gas blanket, con una válvula PCV que controlará vacío aguas abajo a 5 in H<sub>2</sub>O y una válvula PRV que controlará presión agua abajo a 6 in H<sub>2</sub>O.

El gas será suministrado desde la batería 210; el gas que se desaloje será direccionado hacia estaca de venteo E-131

### **3.2.8 REINYECCIÓN DE AGUA**

Se utilizarán bombas de tornillo con una capacidad de bombeo de 36 gpm a una presión de 1740 psig y una potencia del motor de 75 HP.

Su función es reinyectar agua bajo especificación requerida a subsuelo, en un pozo cercano a la falla o en un pozo apartado.

Es importante indicar que la presión máxima permitida en cabezales es de 750 psig, presión por debajo del gradiente de fractura de la formación o reservorios de reinyección de agua.

Se instalará una bomba sin respaldo de acuerdo a requerimiento del Cliente, en la succión se instalará una válvula de bola de 4 in, un filtro tipo Y, un indicador de presión diferencial, un indicador de presión de 0 a 20 psig; en descarga un indicador de presión de 0 a 2000 psig, un transmisor de presión que fijará set de arranque y parada de bomba, válvula check de 4 in y una válvula de bola de 4 in; el agua se reinyectará hacia el pozo inyector por medio de una tubería de 2 7/8 in.

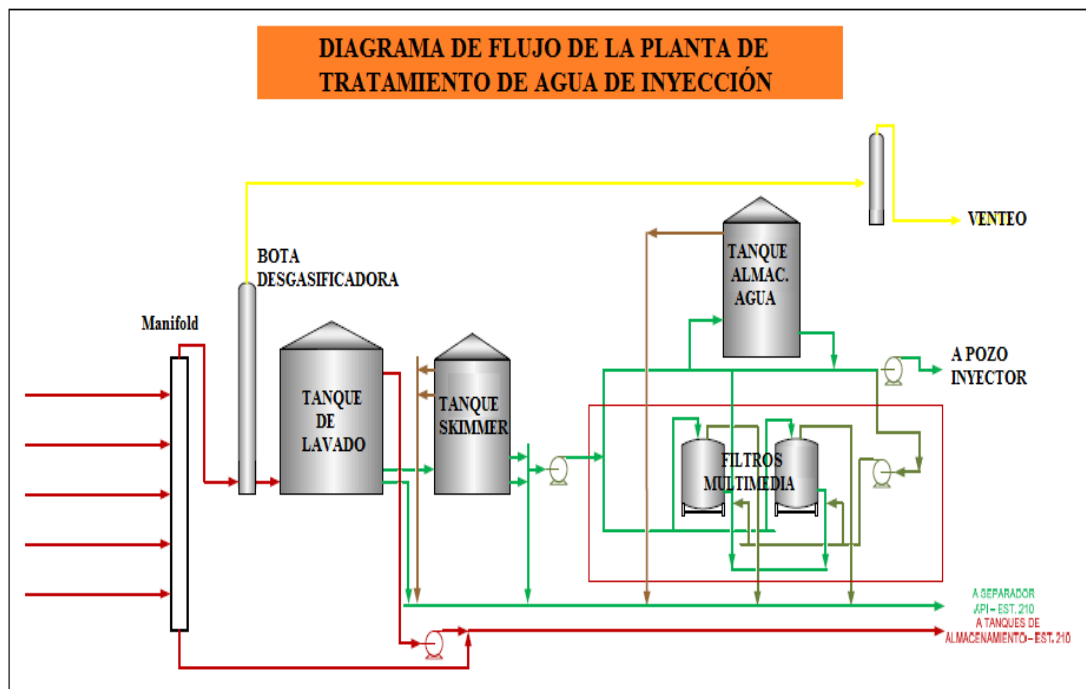
### 3.2.9 ALIVIOS Y VENTEOS

Todos los recipientes y tanques dispondrán de accesorios y tuberías para alivio de presión y venteo de gas.

El gas separado en la bota desgasificadora se direccionará hacia el scrubber diseñado, su uso o servicio será de equipo de filtro para retener condensado o posible líquidos por presencia de carry overs y evitar posible contaminación a medio ambiente.

Dispondrá de una tubería de ingreso de 2 in a 3 ft, una PSV que actuará a 10 in H<sub>2</sub>O, un switch de nivel fijado a 2,5 ft, una válvula de bola de 2 in en la salida y un válvul check de 2 in; en tubería de salida se acoplarán dos tuberías de ventero proveniente del venteo de la batería 20 y de venteo del sistema de gas blanketing.

Se dispondrá de una estaca de venteo E-131, cuya altura será 6 ft y su diámetro 2 in, ubicada al norte de la CPF a una distancia de 50 m.



### 3.3 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Para describir las facilidades de producción de la CPF, se dividirá de la siguiente manera:

- Manifold de producción
- Deshidratación de petróleo
- Disposición de gas
- Acondicionamiento de agua
- Inyección de agua

### **3.3.1 MANIFOLD DE PRODUCCIÓN**

El Manifold de producción estará conformado por cinco tuberías de ingreso que se distribuirán para el ingreso de producción de las baterías 210, 16 - 17 – 201, 211 – 212, 201 y para cisterna, esta tubería se la podrá utilizar para ingreso de producción de una nueva batería que se construya a futuro.

En cada tubería se dispondrá de un medidor de flujo para cuantificar y verificar la producción bombeada desde cada batería, además, existirá un toma muestras que facilitara la toma de muestras para realización de BSW

### **3.3.2 DESHIDRATACIÓN DE PETRÓLEO**

El sistema de deshidratación de petróleo estará conformado por:

- Bota desgasificadora
- Tanque de lavado
- Bombas de transferencia de petróleo

#### **Bota desgasificadora**

Se ha considerado que un caudal de 0,1 MMSCFPD de gas podría procesarse en la Facilidad Central de Producción.

Si se requerirá la utilización de una bota de desgasificación, pues siempre existe la posibilidad de direccionar gas desde cualquier batería. De esta manera se garantiza el correcto funcionamiento de tanque de lavado.

En el ingreso a la bota de desgasificación V-101 se requerirá aproximadamente de 15 psig para vencer su altura máxima, en punto máximo de su altura existirá presiones muy bajas que facilitarán la separación del gas en solución.

Seguidamente la producción de petróleo y agua se direccionarán hacia el tanque de lavado por su parte inferior

Por seguridad del sistema de deshidratación, en la tubería de ingreso a la bota de desgasificación se dispondrá de una válvula de seguridad SDV, para paro de emergencia por alto o bajo nivel de líquido o por ESD.

#### **Diseño de Bota Desgasificadora**

El gas libre y el gas en solución serán separados en su totalidad en cada una de las baterías de producción de acuerdo a la configuración de las baterías; si la configuración cambiase y se direcciona gas hacia la Facilidad Central de Producción, el gas será separado en la bota de desgasificación.

El volumen de gas considerado para diseño de la bota de desgasificación y que podrá manejar será de 0,1 MMSCFPD.

El total de pérdidas de presión será aproximadamente de 5 psig en toda la tubería hasta la parte superior de la bota, requiriendo aproximadamente de 15 psig para poder llegar, es decir la presión en el manifold de entrada no deberá ser inferior a 30 psig. Se ha considerado una altura para bolsillo de gas de 6 ft en relación al nivel máximo operativo del tanque de lavado; un diámetro de 20 in y una altura total de 30 ft, su máximo nivel a 23 ft.

Su función será separar todo el gas en solución presente en el petróleo y por acción de su presión hidrostática llenar el tanque de lavado hasta su nivel operativo fijo.

### **Tanque de lavado**

El tanque de lavado cumplirá con las siguientes funciones:

- Separación de agua libre
- Rompimiento de emulsión
- Separación de parte de sólidos en suspensión
- Separación de aceite residual del agua

Para la separación del petróleo y agua se tendrá en cuenta la Ley de Stokes, que por diferencia de densidades se separan los fluidos.

El funcionamiento del tanque de lavado será operativamente en varios niveles, un nivel de agua libre y agua separada de la emulsión, emulsión y petróleo separado de la emulsión.

El petróleo será recogido o trasvasado a un compartimento interno del tanque, se lo realizará por medio de reboso o sobre nivel, con un contenido de agua máximo de 0,5%.

El agua con un contenido de aceite residual máximo de 500 ppm, se direccionará hacia el sistema de acondicionamiento de agua conjuntamente con una mínima cantidad de sólidos en suspensión

### **Bombas de transferencia de petróleo**

Se dispondrá de dos bombas para transferir petróleo bajo especificación desde la Facilidad Central de Producción hacia los tanques de almacenamiento de la batería 210.



Un sólo equipo estará en servicio, el otro equipo estará listo para arrancar en caso de falla del equipo que este en uso.

### **3.3.3 DISPOSICIÓN DE GAS**

El sistema de disposición de gas estará conformado por:

- Scrubber de gas
- Arrestallamas
- Venteo de gas

#### **Scrubber de gas**

Este equipo facilitará la separación de condensados y líquido que podría disponer o acarrear el gas.

Todos los líquidos de este recipiente serán desalojados de manera manual por medio de un carro tanque

Diseño de Scrubber de Gas.

El gas libre y el gas en solución separados en la bota desgasificadora, se direccionará hacia el scrubber de gas, su función será retener todos los condensados o mínimas cantidades de petróleo y agua que puedan pasar en forma de espuma desde la bota desgasificadora hacia el scrubber.

Se ha considerado un diámetro de 24 in y una altura de 5 ft, con un nivel máximo de 2,5 ft de altura de condensados, el volumen total que podrá reten será de 1,4 bls.

#### **Arrestallamas**

Este dispositivo utilizado por seguridad evitara el retroceso de una posible llama que se pueda presentar en la estaca de venteo.

#### **Venteo de gas**

Constituye un tubo vertical para venteo de gas proveniente del scrubber de gas, estará ubicado en un área completamente segura en función de dirección del viento.

Este venteo es totalmente eventual o de emergencia y se requerirá en caso de que el gas no haya podido ser separado en su totalidad en las baterías de producción

### **3.3.4 ACONDICIONAMIENTO DE AGUA**

El sistema de acondicionamiento de agua estará conformado por:

- Tanque skimmer
- Bombas booster
- Skid de filtración
- Tanque de almacenamiento
- Bombas intermedias

### **Tanque skimmer**

El objetivo fundamental de este tanque es separar el aceite residual y se lo utilizará además para separar sólidos que flocularán y decantarán.

Para desalojar aceite residual y sólidos, se utilizarán tuberías ubicadas en la parte superior del tanque, para lo cual se deberá realizar proceso de over flow; para retirar sólidos decantados se utilizarán tuberías ubicada en la parte inferior del tanque.

En la tubería de ingreso del agua al tanque skimmer, se dispondrá de una válvula de seguridad SDV para cierre por alto y bajo nivel en los tanques del sistema de acondicionamiento de agua de la CPF.

### **Bombas booster**

Estos equipos se utilizarán para bombeo de agua desde el tanque skimmer hacia el skid de filtración o hacia las bombas de inyección.

Se instalarán dos bombas en paralelo, un sólo equipo estará en servicio y el otro equipo estará listo para arrancar en caso de falla del equipo que este en uso; su configuración de montaje facilitará utilizar los equipos en serie, en caso de requerir mayor presión para filtrar el agua.

Estas bombas también garantizarán una presión de succión para las bombas de inyección no inferior a 50 psig.

### **Skid de filtración**

Este skid estará completamente paquetizado, su función será separar aceite residual que aún contenga el agua y sólidos en suspensión, reteniendo partículas superiores a 5  $\mu$ m.

Este skid consistirá de dos filtros instalados para funcionamiento en serie y paralelo, dos bombas de retrolavado y tubería para direccionamiento de agua.

### **Tanque de almacenamiento**

El objetivo de este tanque es almacenar agua bajo especificaciones, es decir con un contenido máximo de 10 ppm de aceite residual y sólidos con máximo un diámetro de 5  $\mu\text{m}$ .

Su capacidad de almacenamiento deberá facilitar una autonomía de por lo menos 12 horas; en conjunto las facilidades de la CPF deberán garantizar una autonomía no inferior a 24 horas de producción continua, en caso de no poder bombear petróleo o agua

### **3.3.5 INYECCIÓN DE AGUA**

Para reinyección de agua se utilizarán tres bombas centrífugas multietapas con motor eléctrico.

Dos equipos funcionarán simultáneamente, disponiendo de un equipo de respaldo en caso de falla de uno de los equipos operativos.

Su disposición de instalación será en forma paralela, es decir a una misma presión de descarga se podrán obtener mayores volúmenes de inyección.

En la Facilidad Central de Producción, se centralizará todo el sistema de reinyección de agua, con la finalidad de disponer el agua a cualquier pozo reacondicionado para inyección.

El volumen total de agua para reinyección será de 1.000 BWPD, el diseño de las facilidades se lo realiza para un período de inyección de seis horas por día, en caso de requerir mayores volúmenes de inyección existirá la facilidad para acoplar un equipo de bombeo adicional de similares características.

De acuerdo al volumen de agua disponible, se decidirá la instalación de dos equipos inicialmente y un tercero como equipo futuro en caso de obtener mayor volumen de agua

### **Tubería de inyección**

Es importante que toda la tubería que se utilice para inyección sea previamente inspeccionada y certificada para reinyección de agua a una presión operativa de 1.000 psig.

### **Cabezal de inyección**

El cabezal de inyección que se instale deberá ser inspeccionado y certificado, para garantizar la máxima presión de inyección requerida 750 psig.

Existirá la facilidad para verificar la presión de inyección y el volumen de agua.

### **3.4 ESTUDIO DE ANALISIS DE RIESGO PARA CADA PARTE DEL PROCESO**

La Planta de Inyección de Agua proyectada en su diseño considera, la producción de petróleo y agua de cada batería se direccionará hacia la Central Production Facility (CPF), por medio del sistema actual de tuberías y bombas instaladas; el gas será separado en cada batería y direccionado a las facilidades actuales para compresión y su posterior venta.

El volumen para el diseño de la Facilidad Central de Producción (CPF), es 2.000 BOPD y 1.000 BWPD; se estima que una pequeña cantidad de gas se procesará para direccionarlo a venteo, el volumen estimado es de 0,1 MMSCFPD.

El petróleo emulsionado, será procesado en una sola etapa de deshidratación, en la cual se separará el agua libre y se disolverá la totalidad de la emulsión, el petróleo con un contenido máximo de 0,5% de agua y sedimentos, se direccionará hacia tanques de almacenamiento ubicados en la batería 210.

Toda el agua separada en la deshidratación del petróleo, se direccionará al sistema de acondicionamiento de agua, que dispondrá de tres etapas: decantación y floculación, filtración y almacenamiento de agua bajo con un contenido máximo de 10 ppm de aceite residual y un diámetro de partícula de sólidos inferior a 5  $\mu$ m.

El gas, se lo dispondrá de forma segura hacia un venteo, el valor máximo de venteo será 0,1 MMSCFPD

El alcance del presente estudio, contempla:

- Líneas de llegada en Manifold de Entrada.
- Bota Desgacificadora.
- Tanque de Lavado de Entrada (separador de crudo y agua).
- Skid de Bombas de transferencia a Tanques de Almacenamiento Baterías 210.
- Tanque Skimmer para tratamiento de agua.
- Skid de Bombas de transferencia a Sistema de Filtros y a Tanque de Almacenamiento de Agua.
- Sistema de Filtros.
- Skid de Bombas de retrolavado para limpieza de Sistema de Filtros.

- Tanque de Almacenamiento de Agua de Salida.
- Skid de Bombas de Inyección de agua de transferencia desde Tanque de Almacenamiento de Agua, a pozos de inyección.
- Sistema de venteo de gas.
- Sistema de drenajes.
- Sistema de Inyección
- Sistema de Aire Comprimido

### **3.4.1 TABLAS DE ANALISIS DE RIEGOS EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Para la valoración de riesgos se utilizó la matriz del Instituto Nacional de Seguridad e Higiene de España. La matriz de clasificación de los riesgos identificados para el proyecto de tratamiento de aguas de producción se presenta En el Anexo I. Matriz de valoración de riesgos. para las actividades de tratamiento de aguas de producción.

## **CAPITULO IV**

### **4 METODOLOGIA DEL HAZOP APLICADA A LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN**

#### **4.1 CONSIDERACIONES DEL ESTUDIO**

El objetivo de los análisis en este estudio de riesgo, estará basado sobre las actividades de operación de las instalaciones de la Ampliación de las Facilidades de Producción del Lote I para la Reinyección del Agua de Producción (CPF).

Este estudio de riesgo, consistirá en el análisis y evaluación de los posibles escenarios de riesgos presentes en las actividades de operación del nuevo CPF, evaluando dichos riesgos y determinando si las salvaguardas proyectadas se estiman suficientes para la cobertura de los mismos. En caso de que los miembros del taller de análisis, consideren que no son suficientes, se generan las recomendaciones que se consideran como propicias, surgidas del mismo personal, para reforzar la reducción de los mismos; en cumpliendo con los requisitos determinados en la Resolución Osinergmin Nro. 240-2010-OS/CD.

El alcance de este estudio HAZOP, comprenderá las actividades que serán desarrolladas por la Operadora o Compañías Contratistas en el noroeste Peruano (definidas por los miembros del equipo que conformaron el Taller de Análisis de Peligros y Evaluación de Riesgos) para llevar a cabo los trabajos de Operación del nuevo CPF, analizándose para esas operaciones los siguientes Nodos:

- 1- Entrada de Producción (Manifold de Producción), Bota de Desgasificación, hasta entrada de tanque de Lavado T-101
- 2- Tanque T-101 de Almacenamiento / Deshidratación de Crudo
- 3- Sistema de Despacho (Bombas) a Tanques de Almacenamiento de Crudo Batería 210
- 4- Tanque T-121 Skimmer de Acondicionamiento. Agua con Aceite
- 5- Sistema de Transferencia con Bombas Booster hacia Sistema de Filtración
- 6- Sistema de Filtración
- 7- Sistema de Bombeo de Retrolavado al Sistema de Filtrado
- 8- Tanque T-122 de Almacenamiento Agua para Inyección
- 9- Sistema de Bombas Reinyección de Agua, a Pozo Reinyector

- 10- Sistema Auxiliar, Inyección de Químicos. Sistemas de Tanques para Químicos (Clarificador, Antiescala, Inhibidor de Corrección, Dispersante de Sólidos-Biocida, Secuestrante de Oxígeno.), de Medición y Distribución y Bombeo de Inyección de Químicos
- 11- Sistema de Aire de Instrumentos y de Servicio
- 12- Sistema de Alivio/Venteo y Scrubber de Gas
- 13- Sistema de Drenajes a Separador API en Batería 210
- 14- Arranque de Planta de Inyección de Agua
- 15- Parada Normal de Planta de Inyección de Agua
- 16- General

#### **4.2 METODOLOGIA DE LA EVALUACIÓN DE RIESGOS**

Las técnicas de estudio de riesgos y operatividad (HAZOP) proporcionan un medio de revisión sistemática del diseño y operatividad de un sistema, identificando posibles riesgos y/o problemas de operatividad. El enfoque, consiste en evaluar cómo un proceso puede desviarse de la intención del diseño.

El estudio se apoya en la pericia de los miembros del equipo que conforma el taller de estudio y su experiencia anterior con el diseño, operación y/o mantenimiento de instalaciones similares.

La técnica de HAZOP es un proceso de identificación de peligros y evaluación de Riesgos, NO intenta ser una técnica de resolución a los problemas. El resultado de un estudio HAZOP es usualmente una lista de escenarios peligrosos posibles. Cuando no se dispone de información suficiente para determinar si una situación representa un riesgo, los resultados del estudio incluyen como recomendación, para ese caso específico, la realización de un estudio adicional.

Aunque el HAZOP es una técnica de identificación de peligros y/o problemas, la solución para los mismos es con frecuencia, obvia para el equipo de estudio HAZOP. En tal caso, los resultados del estudio pueden incluir recomendaciones específicas para un mejoramiento del diseño de la unidad y/o para los procedimientos de operación.

El estudio de HAZOP es realizado por un equipo de especialistas en cada campo objeto del estudio y lo lidera o dirige una persona con conocimiento de la técnica de HAZOP. La técnica de HAZOP involucra un “brainstorming” (tormenta / lluvia de ideas) estructurado y sistemático, usando palabras guía, más los parámetros apropiados en las diversas partes de la instalación (recipientes, equipos y líneas); buscando cuáles son las desviaciones de la intención del diseño y la condición normal del proceso. Aunque la técnica de HAZOP es el método disponible de análisis de riesgos más comprensivo, puede no proporcionar la seguridad absoluta de que todos los riesgos sean identificados

#### **4.3 TERMINOLOGÍA EMPLEADA EN EL ESTUDIO**

Se usan términos con significados especiales para conducir un Estudio de HAZOP.

Los términos clave son:

- Nodo
- Parámetro
- Desviación
- Causas
- Consecuencias
- Recomendaciones

##### **Nodo:**

Se denomina así al área de un diagrama de proceso (normalmente diagrama de tuberías e instrumentos) en la cual se investigan las desviaciones en los parámetros operativos. Los nodos son puntos donde los parámetros del proceso tienen identificado un requerimiento o intención de diseño.

Los nodos consisten, por lo general, en un sector de tuberías o recipientes con sus equipos asociados. Los Nodos son normalmente seleccionados por el líder del estudio antes de las reuniones del equipo de HAZOP. Se pueden esperar cambios en los nodos a medida que procede un estudio de HAZOP, debido al proceso de aprendizaje que acompaña al mismo.

##### **Parámetro:**

Es un aspecto del proceso que lo describe físicamente, químicamente, o en términos de lo que está pasando. Los parámetros son normalmente clasificados como



específicos o generales.

Parámetros específicos son aquellos que describen aspectos físicos del proceso.

Parámetros generales son aquellos que describen aspectos de la intención de diseño restantes, después de que los parámetros específicos han sido ya considerados.

Parámetros comunes:

Específicos

- Flujo/caudal
- Temperatura
- Presión
- Composición
- Fase
- Nivel

**Intención:**

La intención define como se espera que opere el sistema en los nodos y proporciona un punto de referencia para desarrollar las desviaciones.

**Palabra guía:**

Esta es una palabra o frase sencilla usada para calificar o cuantificar la intención y los parámetros asociados; se utiliza para definir las desviaciones.

Hay siete palabras guía estándar:

Palabra Guía

No

Más

Menos

Así como también

Parte de

Inverso

Otro que

La lista anterior de palabras guía no debe impedir el agregado de otras si ellas se ajustan al caso.

Puede ser necesaria alguna modificación de las palabras guía cuando se usan ciertos parámetros para aclarar el significado de la desviación. Por ejemplo, “Más alto” y

“Más bajo” son usadas como “más” o “menos” cuando se consideran temperaturas o presiones.

### **Desviación:**

Es un alejamiento de la intención del diseño, la que es descubierta aplicando sistemáticamente las palabras guía a cada parámetro en cada Nodo

Ejemplos:	Palabra guía	+	Parámetro	=	Desviación
	No	+	Flujo	=	No Flujo
	Más	+	Flujo	=	Más Flujo
	Más	+	Temperatura	=	Temperatura Más alta

Es usual tener más de una desviación de la aplicación de una sola palabra guía. Por ejemplo, “más flujo” podría significar “velocidad de flujo más alta” o “más cantidad de fluido”.

A continuación, se presenta una tabla con el tipo de desviaciones, de las cuales algunas han sido usadas en este estudio y la interpretación de las mismas, con breves ejemplos

Tipo de Desviación	Palabra Guía	Ejemplos de Interpretación para la Industria de los Procesos	Ejemplo de Interpretación para el Factor Humano
Negación	NO	La intención del diseño no es lograda, ejemplo: No Flujo	Falta de característica o condición requerida para el manejo del proceso, ejemplo: No Capacitado, No Entrenado
Modificación Cuantitativa	MÁS	Un incremento cuantitativo de la variable analizada, más allá del valor normal de operación, ejemplo: Más Temperatura, Más Flujo, Más Presión, Más Nivel	Personal sometido a condiciones más allá de lo normal, que pueden afectar negativamente su desempeño seguro, ejemplo: Más horas de trabajo, Incremento de la fatiga

Figura. Desviaciones

<b>Modificación Cualitativa</b>	<b>ADEMÁS DE</b>	Presencia de impurezas no esperadas, ejemplo: <b>Presencia de arena en el crudo</b>	Ejecución de tareas en forma simultánea o no coordinadas que puedan afectar la correcta operación del proceso a su cargo.
	<b>PARTE DE</b>	Solo una parte de la intención de diseño es lograda, ejemplo: <b>Solo una parte de transferencia de un fluido es lograda</b>	El operador no ejecuta en su totalidad las tareas asignadas o los procedimientos, ejemplo: <b>Ejecución parcial de un procedimiento de arranque, paro o mantenimiento.</b>
<b>Sustitución</b>	<b>INVERSO</b>	Este tipo de desviación cubre flujo inverso en líneas y ductos y reacciones químicas inversa	El operado ejecuta los pasos de un procedimiento en forma inversa a lo correcto.
	<b>DISTINTO</b>	Un resultado distinto al esperado o intención de diseño se a desarrollado, ejemplo: <b>Transferencia de material equivocado</b>	El operador ejecuta un determinado procedimiento en forma errada, ejemplo: <b>Ejecución de un procedimiento de arranque, paro o mantenimiento en forma errada.</b>
<b>Tiempo</b>	<b>TEMPRANO</b>	Una parte del proceso se ha desarrollado en forma temprana a lo esperado, ejemplo: <b>enfriamiento, filtración</b>	El operado ejecuta un procedimiento o tarea en forma temprana, exponiendo el proceso a condiciones de peligro que no deberían existir en dicho momento.
	<b>TARDE</b>	Una parte del proceso se ha desarrollado relativamente tarde a lo esperado, ejemplo: <b>enfriamiento, filtración</b>	El operado ejecuta un procedimiento o tarea relativamente tarde a lo esperado, exponiendo el proceso a condiciones de peligro que no deberían existir en dicho momento.
<b>Orden de Secuencia</b>	<b>ANTES</b>	Una parte del proceso se ha desarrollado en un paso anteriormente a lo estipulado en la secuencia del proceso, ejemplo: <b>mezcla o calentamiento</b>	El operador ejecuta pasos de un procedimiento con una secuencia errada.

#### 4.4 EVALUACIÓN DE RIESGOS

Este Informe documenta el estudio de riesgos utilizando la herramienta de análisis HAZOP. Contiene la metodología elegida, los resultados de las sesiones, el resumen de la asignación de riesgos (RR) de acuerdo a la probabilidad y severidad de ocurrencia de los eventos, así como las recomendaciones que fueron desarrolladas durante el mismo.

El estudio, lo realizó un equipo de trabajo integrado por personal de GMP e ISI Solutions (líder HAZOP), contando con la asistencia de Personal Técnico especializado en distintas áreas.

El propósito del estudio fue analizar el diseño y los procesos que estarán comprendidos durante la operación normal de la CPF.

Se identificaron los posibles peligros y riesgos para la operatividad proyectada, la seguridad del personal, del público y las Instalaciones, así como aquellos riesgos que pueden afectar al medio ambiente.

El PHA (Process Hazard Analysis) fue desarrollado utilizando Diagramas de Tuberías e Instrumentación (P&ID), Planos

Implantación General, Memoria Descriptiva, Diagrama de Flujo de Procesos y Plano de Cortes y Elevación Tuberías para detalle de la instalación.

El método de HAZOP, mediante software asistido por una computadora, usa un enfoque multidisciplinario para definir los posibles riesgos que puedan afectar a las instalaciones o equipos, al personal y al medio ambiente

Las fallas del equipamiento, el error humano, los errores en la ingeniería, las deficiencias en los controles administrativos y los factores externos entre otros, pueden ser consideradas como causas de situaciones peligrosas.

El equipo discute la intención del diseño, busca sistemáticamente qué desviaciones de ella podrían conducir a situaciones peligrosas e investiga las posibles causas y consecuencias de la misma. Se evalúan las salvaguardas o medidas de emergencia, haciéndose aquellas recomendaciones necesarias para mejorar la seguridad total y la operatividad de la instalación o recomendaciones para efectuar investigaciones o estudios adicionales.

A continuación, se proporciona el detalle de los Nodos en los que se ha subdividido la instalación CPF, para el desarrollo del Estudio de Riesgo de Operación correspondiente

## **CAPITULO V**

### **5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- El alcance del estudio HAZOP, comprende todas las actividades que se desarrollan durante el tratamiento de agua de producción para reinyección, dependiendo de la evaluación económica – ambiental del proyecto, calidad del agua y los volúmenes producidos por las empresas en el noroeste Peruano
- El estudio de riesgo, consistió en realizar un análisis y evaluación de los posibles escenarios de riesgos presentes en las actividades de operación de una Planta de tratamiento de agua de inyección, evaluando dichos riesgos y determinando si los procedimientos de trabajo y medidas de seguridad proyectadas son suficientes para tener un manejo adecuado de los mismos.
- Cuando se consideró que las medidas de seguridad proyectadas no son suficientes, se generan las recomendaciones más apropiadas, que deben ser sugeridas por el mismo personal, para contribuir a la reducción de los riesgos; de acuerdo a la reglamentación vigente.
- El estudio HAZOP, permite identificar situaciones que llevan a implementar cambios en el proceso y permiten la mejora de la operatividad de la Planta.
- También desarrolla recomendaciones para minimizar la probabilidad de ocurrencia del incidente, y en caso que sucedan eventos peligrosos significativos, mitigar su efecto.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

1. El sistema debe tener un contar con sistema de control SKADA, para, la adquisición de datos, administración de alarmas, maniobras operativas, paradas de emergencia y acciones a modo seguro de la Planta de tratamiento, con la finalidad de optimizar la operación, efectivizar la adquisición de datos, proteger al persona, al medio ambiente, a los equipos y a la producción.
2. Las válvulas de bola para aplicaciones que requieran cierre hermético, consideran que deben tener dos posiciones posibles: completamente cerradas o completamente abiertas; esto para proteger la integridad de la válvula.
3. Para la operación de despresurización o presurización manual se debe considerar las válvulas de globo, que pueden ser abiertas o cerradas de manera progresiva para evitar el golpe de ariete en las líneas. Las válvulas reductoras de presión deben estar acompañadas de indicadores de presión para facilitar al operador las maniobras de campo.
4. Todas las bombas deben contar con indicadores de presión, tanto en la succión como en la descarga.
5. El sistema de parada de emergencia de la Planta debe estar controlado por el PLC y por el operador de la Planta.
6. En caso de un paro total de la Planta, esto es, paro de producción, procesamiento y acciones de despresurización, llevando a la planta a condición segura, inmediatamente se debe disponer la evacuación del personal

## CAPITULO VI

### 6.1 BIBLIOGRAFIA

- PP. Shirley Marfisi y Jean Louis Salager, Deshidratación de crudo, principios y tecnología. Cuaderno FIRP, S853
- GPA. Estudios y servicios petroleros. S.R.L, Tratamiento de crudos. Necesidad, recursos y últimos avances. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
- Alexis Ayala Matus “Optimización del equipo de Deshidratación de crudo en una Empresa petrolera” Trabajo de Graduación. Universidad San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería.
- Tecnologías KOCKEN Sistemas de Energía INC. Sistemas de tratamiento de crudos.
- Libro: INTRODUCCION AL ANALISIS DE RIESGO, Jesus G Martinez Ponce de León, Editorial Limusa, Noriega Editores, 2002
- <http://tesis-investigacion-cientifica.blogspot.pe/2013/08/definicion-del-marco-teorico.html>

## 6.2 ANEXOS

### NODO 1: Entrada de producción (Manifold de producción), BOTA DE DESGACIFICACION, ENTRADA DE TANQUE DE LAVADO) / PARAMETRO: FLUJO

PG	DESVIACION	CAUSAS	CONSECUENCIAS	C	F	Cx F	RECOMENDACIONES
NO	No Flujo en líneas de entrada a Manifold de Producción de Planta de Inyección desde Baterías.	Válvulas manuales cerradas en los circuitos de Baterías hasta Manifold de Planta de Inyección.	Caída de presión en el Manifold de Entrada de Producción, afectando el proceso.	2	B	2B	Asegurar que las válvulas estén alineadas en condiciones para efectuar el bombeo desde baterías.  Desarrollo, entrenamiento y difusión de coordinación de operaciones.
			Posible parada de planta afectando la producción de la misma	2	B	2B	Desarrollo, entrenamiento y difusión de coordinación de operaciones.
		Válvulas manuales que conforman las líneas del Mánifold de Producción cerradas (no alineadas).	Caída de presión en el Manifold de Entrada de Producción, afectando el proceso	3	B	3B	Desarrollo, entrenamiento y difusión de Procedimiento de Alineación de Válvulas para operar el Manifold Y coordinación de operaciones.  Personal de Operaciones deberá entrenarse o estar capacitado para actuar ante la detección de presión en línea de Manifold (sin flujo)
			Rotura de línea de Manifold, con derrame y posibilidad de explosión e incendio.	4	B	4B	Desarrollo, entrenamiento y difusión de Procedimiento de Alineación de Válvulas de Manifold y coordinación de operaciones.  La máxima presión soportada por la línea de Manifold y válvulas, deberá ser superior a la máxima presión que pueda darse bajo esta causa, para evitar rotura o fisura  Personal de Operaciones deberá entrenarse o estar capacitado para actuar ante la detección de presión en línea de Manifold (sin flujo)
			Posible parada de planta afectando la producción de la misma.	2	B	2B	Desarrollo, entrenamiento y difusión de Procedimiento de Alineación de Válvulas para operar el Manifold Y coordinación de operaciones.  Procedimiento de coordinación de operaciones.  Personal de Operaciones deberá entrenarse o estar capacitado para actuar ante la detección de presión en línea de Manifold (sin flujo)



**NODO 1: Entrada de producción (Manifold de producción), BOTA DE DESGACIFICACION, ENTRADA DE TANQUE DE LAVADO  
T-101 / PARAMETRO: FLUJO**

PG	DESVIACION	CAUSA	CONSECUENCIAS	C	F	Cx F	RECOMENDACION
<b>NO</b>	No Flujo en líneas de entrada a Manifold de Producción de Planta de Inyección desde Baterías. (Cont.)	Falla en las válvulas manuales que conforman las líneas del Mánifold, (obstrucción interna del flujo).	Caída de presión en el Manifold de Entrada de Producción, afectando el proceso.	<b>2</b>	<b>C</b>	<b>2C</b>	Personal de Operaciones deberá entrenarse o estar capacitado para actuar ante la detección de presión en línea de Manifold (sin flujo)
			Posible parada de planta afectando la producción de la misma.	<b>2</b>	<b>C</b>	<b>2C</b>	Personal de Operaciones deberá entrenarse o estar capacitado para actuar ante la detección de presión en línea de Manifold (sin flujo).  Procedimiento de coordinación de operaciones.
			Rotura de línea de Manifold, con derrame y posibilidad de explosión e incendio.	<b>4</b>	<b>B</b>	<b>4B</b>	Personal de Operaciones deberá entrenarse o estar capacitado para actuar ante la detección de presión en línea de Manifold (sin flujo)  La máxima presión soportada por la línea de Manifold y válvulas, deberá ser superior a la máxima presión que pueda darse bajo esta causa, para evitar rotura o fisura.
		Obstrucción de los Filtros Canastas de Entradas.	Caída de presión en el Manifold de Entrada de Producción, afectando el proceso con baja presión	<b>2</b>	<b>B</b>	<b>2B</b>	Procedimiento de coordinación de operaciones.  Llevar a cabo Plan de Mantenimiento preventivo de los Filtros Canastas de Entrada  Personal de Operaciones deberá entrenarse o estar capacitado para actuar ante la detección de presión diferencia en filtro de la línea de Manifold.

**NODO 1 Entrada de producción (Manifold de producción), BOTA DE DESGACIFICACION, ENTRADA DE TANQUE DE LAVADO):**  
**PARAMETRO: PRESION**

PG	DESVIACION	CAUSA	CONSECUENCIAS	C	F	CxF	RECOMENDACION
No/ Menos	No/Menos Presión en líneas de entrada a Manifold de Producción de Planta de Inyección desde Baterías	Fisura, rotura con fuga en líneas de Baterías a Manifold de Producción.	Fugas, derrame con potencial explosión e incendio.	<b>3</b>	<b>B</b>	<b>3B</b>	<p>Se recomienda analizar y evaluar si el sistema de extinción de incendios proyectado es el adecuado.</p> <p>Se recomienda el uso y la instalación de detectores de gas y fuego en el sector.</p> <p>Programa de monitoreo de corrosión interna y externa de equipos y ductos</p>
	No/Menos Presión en Colector de salida de Manifold de Producción de Planta de Inyección	Fisura, rotura con fuga en Colector de Manifold de producción	Fugas, derrame con potencial explosión e incendio.	<b>3</b>	<b>B</b>	<b>3B</b>	<p>Se recomienda el uso y la instalación de detectores de gas y fuego en el sector.</p> <p>Programa de monitoreo de corrosión interna y externa de equipos y ducos.</p> <p>La máxima presión soportada por el Colector de Manifold y válvulas, deberá ser superior a la máxima presión que pueda darse bajo esta causa, para evitar rotura o fisura.</p>
		Obstrucción en el interior de la Bota Desgacificadora V-101.	Sobrepresión en la Bota Desgacificadora V-101.	<b>3</b>	<b>B</b>	<b>3B</b>	<p>Recomienda establecer adecuadamente el set de disparo de la PSV-de V-101 a un valor por debajo de la presión de diseño de V-101.</p> <p>Mantenimiento de tuberías y equipos</p> <p>Personal de Operaciones deberá entrenarse o estar capacitado para actuar ante la detección de presión diferencia en filtro de la línea de Manifold.</p>

**NODO 2: Tanque T-101 de almacenamiento. Deshidratación de crudo / PARAMETRO: FLUJO**

PG	DESVIACION	CAUSA	CONSECUENCIAS	C	F	CxF	RECOMENDACION
NO	No Flujo de crudo en la línea de salida del tanque T-101, hacia Bombas de Transferencia a tanques de almacenamiento de Batería 210. (cont.	Falla en Bomba de despacho P101A/B.	Pérdida de oportunidad de envío a de producto a Tanques de Almacenamiento de Batería 210.	2	B	2B	Se proyecta contar con bomba de respaldo en caso de falla o mantenimiento de la bomba activa.
			Derrame por rebose de nivel de producto en tanque. Potencial explosión e incendio	3	C	3C	Llevar a la práctica el Plan de Mantenimiento de líneas, equipos y tanques.  Revisar en diseño si es necesario establecer Paro de Planta en caso de derrame por rebose de nivel de producto en tanque T-101.  Establecer adecuadamente la ubicación de detectores de gas y fuego.
	No Flujo en la línea de descarga de T-101 hacia Tanque de Acondicionamiento de Agua T-121	Bloqueo de válvulas manuales en la línea de entrada de Tanque Skimmer de Acondicionamiento de Agua T-121	Aumento de Nivel de agua en T-101.	2	C	2C	Desarrollar un programa de Inspecciones y mantenimiento de válvulas y líneas de drenaje.  Revisar en diseño si es necesario establecer Paro de Planta en caso de aumento importante de nivel de agua en tanque T-101
Menos	Menos Flujo en la línea de entrada al Tanque de Lavado T-101.	Fugas y/o rotura de la línea de llegada al Tanque T-101.	Derrame de crudo, con posible explosión e incendio.	3	B	3B	Elaborar un procedimiento para la operación de transferencia de crudo entre instalaciones.  Revisar y/o completar la existencia de sistemas automáticos de paro de bombas por baja presión de descarga.
	Menos Flujo en la línea de salida de agua aceitosa del Tanque de Lavado T-101.	Obstrucción parcial de la línea de drenaje de tanque T-101. Acumulación de residuos	Pérdida de calidad de producto por estar fuera de especificación. Posible parada de Planta de Inyección.	2	C	2C	Desarrollar y difundir el procedimiento de drenaje de residuos de tanque.  Realizar alineación adecuada para extracción de agua aceitosa separada del crudo

## NODO 2 / PARAMETRO: PRESION

PG	DESVIACION	CAUSA	CONSECUENCIAS	C	F	CxF	RECOMENDACION
Menos	Menos Presión en la líneas del circuito de entrada al Tanque de Lavado T-101.	Fugas y/o rotura de la línea de llegada a Tanque de Lavado T-101	Derrame de crudo, con potencial de explosión e incendio.	3	B	3B	Elaborar un procedimiento para la operación de transferencia de crudo entre instalaciones.  Llevar a cabo programa anual de Mantenimiento de ductos.  Elaborar un programa de medición de espesores de los ductos
	Menos presión de gas en tanque T-101 (efecto de contracción de tanque).	Disminución abrupta de Nivel de producto	Contracción de volumen. Vacío en tanque con posible deformación	3	B	3B	Verificar dimensionamiento de valvulas de presión y vacío  Verificar dimensionamiento de válvulas de presión y vacío. (Cont.)
	Menos presión de Crudo en la línea de salida del tanque T-101 hacia Bomba de Despacho P-101A/B.	Fugas y/o rotura en la línea de salida de T-101 hacia Bomba de despacho hacia Tanques de Almacenamiento Batería 210.	Derrame de crudo, con potencial de explosión e incendio.	3	C	3C	Llevar a la práctica el Plan de Mantenimiento de líneas, equipos y tanques.  Revisar en diseño si es necesario establecer Paro de Planta en caso de derrame por rotura en la línea de salida de T-101.  Establecer adecuadamente la ubicación de detectores de gas y fuego.
	Menos presión de Agua en la línea de salida del tanque T-101 hacia Tanque T	Fisuras y/o rotura en la línea de salida de T-101 en algún tramo hacia T-121	Derrame de agua.	2	C	2C	Llevar a la práctica el Plan de Mantenimiento de líneas, equipos y tanques.  Revisar en diseño si es necesario establecer Paro de Planta en caso de derrame de agua por rotura en la línea de salida de T-101.  Accionar con cierre de válvulas manuales que aíslen el sector afectado

### NODO 3: SISTEMA DE DESPACHO (BOMBAS) A TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO BATERIA 210/ PARAMETRO: FLUJO

PG	DESVIACION	CAUSA	CONSECUENCIAS	C	F	CxF	RECOMENDACION
No/Menos	No/Menos Flujo en línea de succión de Bombas de Transferencia de Crudo hacia Tanque de Almacenamiento Bateria 210.	Válvula de Entrada de línea de Succión de Bomba de Transferencia o Despacho hacia Tanque de Almacenamiento Bateria, cerrada o no bien abierta	Peligro de daño en Bomba por operar sin producto.	2	C	2C	<p>Revisar Diseño verificando si será necesario Válvula de Salida de Tanque T-101.</p> <p>Llevar a cabo Inspección periódica y actividades de mantenimiento preventivo de líneas y Equipos.</p> <p>Revisar diseño de posible colocación de Transmisor de Presión (Sistema SCADA)</p> <p>Revisar Diseño verificando si será necesario la colocación de filtro de entrada a línea de succión de Bomba de transferencia.</p>
	No/Menos Flujo en líneas de descarga / Colector de Salida de Bombas de Transferencia de crudo hacia tanques de Almacenamiento Bateria 210. (cont.)	Falla en Operación de Bomba de Transferencia. Bomba sin funcionar o funciona a menor régimen.	Daño de Bomba de Transferencia. Detención de bombeo a tanques de Almacenamiento en Bateria 210.	3	B	3B	<p>Se proyecta instalar en un futuro otra bomba de respaldo para reemplazar bomba en falla o dañada.</p> <p>Llevar a cabo Programa de Mantenimiento preventivo y correctivo de Bombas.</p> <p>Procedimiento de Coordinación de Operaciones</p>
Más	Más Flujo en línea de succión de Bombas de Transferencia de Crudo hacia Tanques de Almacenamiento Bateria 210.	Más Nivel de Producto crudo en el Tanque de Lavado T-101.	Aumento de Presión en Colector de succión de Bomba de Transferencia	2	C	2C	<p>El colector de succión de la bomba deberá estar dimensionado para soportar la mayor presión posible por Nivel del T- 101.</p> <p>Evaluar posibilidad de contar con transmisor de</p>
	Más flujo en líneas de descarga / Colector de Salida de Bombas de Transferencia de Crudo hacia Tanques de Almacenamiento Bateria 210.	Falla de operación de la Bomba. Embalado.	Posible Daño de la Bomba de transferencia de crudo.	3	B	3B	<p>Se recomienda verificar en el diseño que las bombas cuenten con protecciones por alta y baja presión de descarga.</p> <p>Se proyecta colocar a futuro bomba de respaldo, para reemplazar bomba en falla.</p> <p>Llevar control de funcionamiento en el período de acción de bomba.</p>

**NODO 3: SISTEMA DE DESPACHO (BOMBAS) A TANQUES DE ALMACENAMIENTO. AGUA CON ACEITE / PARAMETRO: PRESION**

PG	DESVIACION	CAUSA	CONSECUENCIAS	C	F	CxF	RECOMENDACION
NO/MENOS	No/Menos Presión en línea de succión de Bombas de Transferencia a de Crudo hacia Tanque de Almacenamiento Batería 210.	Válvula de Entrada de línea de succión de bomba de transferencia o despacho hacia tanque de almacenamiento Batería, cerrada o no bien abierta.	Peligro de daño en Bomba por operar sin producto.	2	C	2C	<p>Se recomienda revisar en ingeniería contemplar la incorporación de un sistema de paro de bomba por baja presión de succión.</p> <p>Revisar diseño verificando si será necesario la colocación de filtro de entrada a línea de succión de Bomba de transferencia.</p> <p>Se proyecta colocar a futuro bomba de respaldo, para reemplazar bomba en falla.</p>
	No/Menos Presión en líneas de descarga / Colector de Salida de Bombas de Transferencia de Crudo hacia Tanques de Almacenamiento Batería 210. (cont.)	Falla en Operación de Bomba de Transferencia. Bomba sin funcionar o funciona a menor régimen. (cont.)	Paro del Proceso de Bombeo hacia Tanque de Almacenamiento Batería.	3	B	3B	<p>Se proyecta colocar a futuro bomba de respaldo, para reemplazar bomba en falla.</p> <p>Procedimiento de coordinación de Operaciones.</p> <p>Llevar a cabo Plan de Mantenimiento preventivo</p>
Más	Más Presión en línea de succión de Bombas de Transferencia de Crudo	Más Nivel de Producto crudo en el Tanque T-101	Aumento de Presión en Colector de succión de Bomba de Transferencia.	2	C	2C	El colector de succión deberá estar dimensionado para soportar la mayor presión posible por Nivel del T-101.
	Más Presión en Colector de succión de Bombas.	Cierre de válvula de línea de succión de Bomba	Aumento de Presión en Colector de succión de Bomba de Transferencia	3	B	3B	<p>El colector de Succión deberá estar dimensionado para soportar la mayor presión posible por Nivel del T-101.</p> <p>Llevar a cabo revisión y verificación de alineación de válvulas del circuito de succión de bomba.</p>

**NODO 4: TANQUE T-121 SKIMMER DE ACONDICIONAMIENTO, AGUA CON ACEITE / PARAMETRO: FLUJO.**

PG	DESVIACION	CAUSA	CONSECUENCIAS	C	F	Cx F	RECOMENDACION
NO	No Flujo en la línea del llenado del Tanque de Acondicionamiento T- 121.	Rotura de la línea de llegada al Tanque T-121	Fuga o derrame de agua.	3	B	3B	Elaborar y difundir un procedimiento para la operación de transferencia de crudo entre instalaciones.  Elaborar un programa de medición de espesores de los ductos  En el corto plazo, actualizar y difundir el procedimiento de bombeo. Controlar su cumplimiento
	No Flujo en la línea de salida de residuo aceitoso del Tanque Skimmer T- 121.	Bloqueo o falla de de las válvulas de descarga a drenaje de Tanque T-121 de envío a instalaciones API de Batería 210.	Imposibilidad de extracción de agua con residuos aceitosos. Acumulación de residuos.	3	B	3B	Desarrollar y difundir el procedimiento de drenaje de residuos de tanque.  Realizar alineación adecuada para extracción de agua aceitosa separada del crudo.  Llevar a cabo Plan de Mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de válvulas y tanques.
Menos	Menos Flujo en la línea de entrada al Tanque de Acondicionamiento T- 121.	Fugas y/o rotura de la línea de llegada al Tanque T-121.	Fuga o derrame de agua	3	B	3B	Llevar a cabo Programa anual de Mantenimiento de ductos.  Elaborar un programa de medición de espesores de los ductos.  En el corto plazo, actualizar y difundir el procedimiento de bombeo. Controlar
	Menos Flujo en la línea de salida de agua del tanque T-121 hacia Bomba Booster.	Obstrucción parcial o falla en la válvula de salida del tanque T-121 o en algún tramo de la línea de envío a Bomba Booster.	Aumento de Nivel de tanque Skimmer con posible rebose de agua.	3	C	3C	Llevar a cabo Alineación adecuada de válvulas en el circuito de salida.  Ver posibilidad de contar con Activación automática de bomba booster por detección de Nivel Alto- Alto en tanque T-121.  Llevar a la práctica el Plan de Mantenimiento de líneas, equipos y tanques.  Revisar en diseño si es necesario establecer Paro de Planta

**NODO 4: TANQUE T-121 SKIMMER DE ACONDICIONAMIENTO, AGUA CON ACEITE / PARAMETRO: PRESION**

PG	DESVIACION	CAUSA	CONSECUENCIAS	C	F	CxF	RECOMENDACION
<b>MENOS</b>	Menos presión de agua en la línea de salida del tanque T-121 hacia Bomba de Booster P-121A/B.	Fugas y/o rotura en la línea de salida de T-121 hacia Bomba Booster -Sist. Filtración/Tanque T-122.	Fuga o derrame de agua	<b>3</b>	<b>C</b>	<b>3C</b>	Llevar a la práctica el Plan de Mantenimiento de líneas, equipos y tanques.  Revisar en diseño si es necesario establecer Paro de Planta.  Accionar con cierre de válvulas manuales que aislen el sector afectado.
	Menos Presión en la línea de salida de drenaje del Tanque T-121	Fisuras y/o rotura en la líneas de salida de drenaje de T-121.	Derrame de agua con residuo aceitoso	<b>3</b>	<b>B</b>	<b>3B</b>	Desarrollar un programa de Inspecciones y mantenimiento de válvulas y líneas de drenaje.  Accionar con cierre de válvulas manuales que aislen el sector afectado.
Mas	Más Presión de agua en la línea del llenado del Tanque T-121.	Aumento de nivel de producto (agua) de tanque T-121.	Mayor nivel de agua en tanque. Peligro de rebose de tanque	<b>3</b>	<b>B</b>	<b>3B</b>	Llevar a la práctica el Plan de Mantenimiento de líneas, equipos y tanques.  Revisar en diseño si es necesario establecer Paro de Planta en caso de derrame por rebose de nivel de agua en tanque T-121.
	Más Presión en la línea de salida de agua a Bombas Booster.	Valvulas cerrada en circuito de Salida de agua hacia Bomba Booster.	Aumento de nivel de agua en T-121. Peligro de rebose de tanque.	<b>3</b>	<b>B</b>	<b>3B</b>	Llevar a la práctica el Plan de Mantenimiento de líneas, equipos y tanques.  Revisar en diseño si es necesario establecer Paro de Planta en caso de derrame por rebose de nivel de agua en tanque T-121.  Ver la posibilidad de contar con arranque de bomba de Booster por alto nivel en tanque T-121
		4.16.2. Obstrucción en la línea de salida de tanque, hacia entrada a Bomba Booster.	4.16.2.1. Aumento de nivel de agua en T-121. Peligro de rebose de tanque	<b>2</b>	<b>B</b>	<b>2B</b>	Llevar a la práctica el Plan de Mantenimiento de líneas, equipos y tanques.  Revisar en diseño si es necesario establecer Paro de Planta en caso de derrame por rebose de nivel de agua en tanque T-121.con arranque de bomba de Booster por alto nivel en tanque T-121.



**NODO 5: SISTEMA DE TRANSFERENCIAS CON BOMBAS BOOSTER HACIA SISTEMA DE FILTRACION / PARAMETRO: FLUJO**

PG	DESVIACION	CAUSA	CONSECUENCIAS	C	F	CxF	RECOMENDACION
No/Menos	No/Menos Flujo en línea de succión de Bombas Booster de Transferencia a hacia Sistema de Filtración/ Tanque T- 122.	Válvula de Entrada de línea de Succión de Bomba Booster de Transferencia, cerrada o no bien abierta.	Peligro de daño en Bomba Booster por operar sin producto.	2	C	2C	Llevar a cabo Inspección periódica y actividades de mantenimiento preventivo de líneas y Equipos.  Revisar diseño de posible colocación de Transmisor de Presión en la succión (Sistema SCADA).
		Válvula Check en línea de salida de tanque T-121 a succión de Bomba Booster tapada, obstruida o en falla.	Peligro de daño en Bomba Booster por operar sin producto.	2	C	2C	Llevar a cabo Inspección y actividades de mantenimiento preventivo de líneas y Equipos.  Revisar diseño de posible colocación de Transmisor de Presión en la succión (Sistema SCADA).
	No/Menos Flujo en líneas de descarga / colector de Salida de Bombas...	Fisura, rotura de tubería en el circuito de descarga o colector de Bombas Booster	Generación de fugas o derrame de agua (con residuo aceitoso).	2	C	2C	Se recomienda revisar en la ingeniería la incorporación de un sistema de paro de emergencia de bomba  Procedimiento de Coordinación de Operaciones.  Se recomienda revisar en ingeniería la incorporación de un sistema de paro de emergencia de Bomba.
Más	Más Flujo en línea de succión de Bombas Booster de Transferencia a Filtración/Tanque T-122	Más Nivel de líquido en el Tanque T-121.	Aumento de Presión en colector de succión de Bomba de Transferencia	2	C	2C	El colector de succión de la bomba deberá estar dimensionado para soporta la mayor presión posible por Nivel de T-121.  Evaluar en diseño si es viable posibilidad de contar con transmisor de presión para monitoreo remoto SCADA de la presión de succión de bomba

**NODO 5: SISTEMA DE TRANSFERENCIAS CON BOMBAS BOOSTER HACIA SISTEMA DE FILTRACION /PARAMETRO: PRESION**

<b>PG</b>	<b>DESVIACION</b>	<b>CAUSA</b>	<b>CONSECUENCIAS</b>	<b>C</b>	<b>F</b>	<b>CxF</b>	<b>RECOMENDACION</b>
<b>No/Menos</b>	No/Menos Presión en línea de succión de Bombas Booster hacia Sistema de Filtración/Tanque T-122	Válvulas de Entrada de línea de succión de bomba Booster hacia Sist. de Filtración/Tanque T-122, cerrada o no bien abierta	Peligro de daño en Bomba Booster por operar sin fluido.	<b>2</b>	<b>C</b>	<b>2C</b>	Se recomienda revisar en ingeniería contemplar la incorporación de un sistema de paro de bomba por baja presión de succión.  Llevar a cabo Plan de Mantenimiento Preventivo y predictivo de líneas, válvulas , bomba y equipos
		Válvula Check en línea de salida de tanque T-121 a succión de Bomba Booster tapada, obstruida o en falla.	Peligro de daño en Bomba Booster por operar sin producto.	<b>2</b>	<b>C</b>	<b>2C</b>	Llevar a cabo Inspección y actividades de mantenimiento preventivo de líneas y Equipos.  Revisar diseño de posible colocación de Transmisor de Presión en la succión (Sistema SCADA).
	No/Menos Presión en líneas de descarga / colector de salida de Bombas Booster de transferencia de agua a Sistema de Filtración/Tanque T-122	Fisura, rotura de tubería en el circuito de descarga o colector de Bombas.	Generación de fugas o derrame de agua (con residuo aceitoso).	<b>2</b>	<b>C</b>	<b>2C</b>	Se recomienda revisar en ingeniería la incorporación de un sistema de paro de emergencia de Bomba.  Verificar integridad de instalaciones.  Llevar a cabo Plan de Mantenimiento Preventivo y predictivo de líneas, válvulas , bomba y equipos.
<b>MAS</b>	Más Presión en línea de succión de Bomba Booster de Transferencia de agua hacia Sistema de Filtración/ Tanque T-122.	Más Nivel de agua en el Tanque Skimmer T-121.	Aumento de Presión en Colector de succión de Bomba de Transferencia	<b>2</b>	<b>C</b>	<b>2C</b>	El colector de succión deberá estar dimensionado para soporta la mayor presión posible por Nivel del T-121.  Ver posibilidad de contar con transmisor indicador de presión en la succión para ver magnitud en sistema SCADA.
	Más Presión en Colector de succión de Bomba Booster	Cierre de válvula de línea de succión de Bomba Booster.	Aumento de Presión en Colector de succión de Bomba Booster.	<b>2</b>	<b>C</b>	<b>2C</b>	El colector de Succión deberá estar dimensionado para soporta la mayor presión posible por Nivel del T-121.  Ver posibilidad de contar con transmisor indicador de presión en la succión para ver magnitud en sistema SCADA.

**NODO 6 : SISTEMA DE FILTRACION / PARAMETRO: FLUJO**

<b>PG</b>	<b>DESVIACION</b>	<b>CAUSA</b>	<b>CONSECUENCIAS</b>	<b>C</b>	<b>F</b>	<b>CxF</b>	<b>RECOMENDACION</b>
No/Menos	No/Menos Flujo en línea de entrada a Filtros desde Bombas Booster V-121A/B.	Bombas Booster detenidas. No hay o baja transferencia desde Tanque de Acondicionamiento hacia Filtros V-121A/B.	Perturbación del proceso. Sin consecuencias para la seguridad.	<b>2</b>	<b>B</b>	<b>2B</b>	Desarrollar y difundir procedimiento adecuado de trabajo.  Coordinar convenientemente las actividades de operación de la Planta de Inyección de Agua.
		Valvulas de entrada de Filtro V-121A/B, cerradas.	Perturbación del proceso. Posible parada de planta afectando la producción de la misma. Sin consecuencias para la seguridad	<b>2</b>	<b>C</b>	<b>2C</b>	Llevar a cabo alineación de válvulas manuales adecuadamente.  Coordinar convenientemente las actividades de operación de la Planta de Inyección de Agua.
	No/Menos Flujo en línea de salida de Filtros de Agua hacia tanque de Almacenamiento.	Valvula de colector de salida de Skid de Filtros V-121A/B, cerradas.	Perturbación del proceso. Posible parada de planta afectando la producción de la misma.	<b>2</b>	<b>C</b>	<b>2C</b>	Llevar a cabo alineación de válvulas manuales adecuadamente.  Desarrollar y difundir procedimiento adecuado de trabajo
	No/Menos Flujo en línea de entrada hacia la salida de Filtros desde Bombas Retrolavado (circuito de retrolavado).	Valvulas de entrada de para retrolavado cerradas.	Imposibilidad de realizar retrolavado. Posible parada de planta afectando la producción de la misma.	<b>3</b>	<b>C</b>	<b>3C</b>	Llevar a cabo alineación de válvulas manuales adecuadamente.  Coordinar convenientemente las actividades de operación de la Planta de Inyección de Agua.
	No/Menos Flujo en línea de alivio o retorno de circuito de retrolavado de Filtros, hacia drenaje. (cont.)	Valvulas de salida de alivio de Filtro, cerrada. (cont.)	Aumento de Presión en Filtros y tuberías. Posible rotura con pérdida de agua a tratar (aceitosa)	<b>3</b>	<b>C</b>	<b>3C</b>	Llevar a cabo alineación de válvulas manuales adecuadamente.  Inspeccionar circuitos de alivio de filtros.  Desarrollar y difundir procedimiento adecuado de trabajo.

# **NODO 6 : SISTEMA DE FILTRACION / PARAMETRO: PRESION**

<b>PG</b>	<b>DESVIACION</b>	<b>CAUSA</b>	<b>CONSECUENCIAS</b>	<b>C</b>	<b>F</b>	<b>CxF</b>	<b>RECOMENDACION</b>
Más	Más Presión en circuito de entrada a filtros desde Bombas Booster P-121A/B	Falla de Valvulas de entrada (cerrada) de Filtros V-121A/B.	Perturbación del proceso. Posible parada de planta afectando la producción de la misma. Sin consecuencias para la seguridad	2	C	2C	Llevar a cabo Plan de Mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo.  Coordinar convenientemente las actividades de operación de la Planta de Inyección de Agua.  Desarrollar y difundir procedimiento adecuado de trabajo.
	Más Presión en Filtros V-121A/B y en línea de salida de Filtros de Agua hacia tanque de Almacenamiento..	Valvula de colector de salida de Skid de Filtros V121A/B, cerradas.	Perturbación del proceso. Posible parada de planta afectando la producción de la misma.	2	C	2C	Llevar a cabo alineación de válvulas manuales adecuadamente.  Coordinar convenientemente las actividades de operación de la Planta de Inyección de Agua.  Desarrollar y difundir procedimiento adecuado de trabajo.
		Falla de válvulas de salida de Filtros (en posición cerrada). (cont.)	Aumento de Presión en Filtros y tuberías. Posible rotura con pérdida de agua a tratar (aceitosa)	3	C	3C	Llevar a cabo Plan de Mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo. Revisar instalación del sistema de filtración.  Coordinar convenientemente las actividades de operación de la Planta de Inyección de Agua.  Desarrollar y difundir procedimiento adecuado de trabajo.  Asegurarse en cada filtro de contar con válvula manual
	Más presión en circuito de línea de alivio o retorno de circuito de retrolavado de Filtros, hacia drenaje.	Valvulas de salida de alivio de Filtro (válvula manual), cerrada	Perturbación del proceso. Posible parada de planta afectando la producción de la misma.	2	C	2C	Llevar a cabo alineación de válvulas manuales adecuadamente. Inspeccionar circuitos de alivio de filtros. Coordinar convenientemente las actividades de operación de la Planta de Inyección de Agua. Desarrollar y difundir procedimiento adecuado de trabajo
		Valvulas de salida de retrolavado de Filtro, cerrada.	Perturbación del proceso. Posible parada de planta afectando la producción de la misma.	2	C	2C	Llevar a cabo alineación de válvulas manuales adecuadamente.  Inspeccionar circuitos de fluido previo a cada ciclo de retrolavado de filtros.

